

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA



**DISEÑO DE UN RELEVADOR DIFERENCIAL
TOLERANTE A LA PRESENCIA DE COMPONENTES
FRECUENCIALES NO FUNDAMENTALES**

POR

JAVIER HERNÁNDEZ VELOZ

**COMO REQUISITO PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRÍA EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA**

JULIO, 2016

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
SUBDIRECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO



DISEÑO DE UN RELEVADOR DIFERENCIAL
TOLERANTE A LA PRESENCIA DE COMPONENTES
FRECUENCIALES NO FUNDAMENTALES

POR

ING. JAVIER HERNÁNDEZ VELOZ

COMO REQUISITO PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRÍA EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA

JULIO, 2016

Universidad Autónoma de Nuevo León
Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica
Subdirección de Estudios de Posgrado

Los miembros del comité de tesis recomendamos que la tesis **DISEÑO DE UN RELEVADOR DIFERENCIAL TOLERANTE A LA PRESENCIA DE COMPONENTES FRECUENCIALES NO FUNDAMENTALES**, realizada por el alumno Javier Hernández Veloz, matrícula 1385173, sea aceptada para su defensa como opción al grado de Maestro en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica.

El Comité de Tesis



Asesor
Dr. Arturo Conde Enríquez



Coasesor
Dra. Gina Maria Idarraga Ospina



Coasesor
Dr. Luis Alonso Trujillo Guajardo



Va.Bo.
Dr. Simón Martínez Martínez
Subdirector de Estudios de Posgrado

AGRADECIMIENTOS

Al Dr. Arturo Conde Enríquez por la asesoría durante la realización y finalización de este trabajo.

A mis compañeros de Simón, Raudel e Iván que siempre me brindaron su apoyo y amistad durante esta etapa de crecimiento.

Al Consejo Nacional de la Ciencia y la Tecnología por el apoyo que me brindo para mi superación y realización de estudios de Maestría.

RESUMEN

COMPORTAMIENTO DINÁMICO DE RELEVADORES DE PROTECCIÓN EN REDES ELÉCTRICAS CON PRESENCIA DE FUENTES DE GENERACION NO CONVENCIONALES

Publicación No. ____

Javier Hernández Veloz, Ing. Mecánico Eléctrico
Universidad Autónoma de Nuevo León, 2016

Profesor Asesor: Dr. Arturo Conde Enríquez

En la actualidad ante el constante aumento de demanda en el sistema eléctrico de potencia (SEP) y la falta de líneas de transmisión para transferir la potencia requerida que como consecuencia trae consigo que algunas líneas trabajen cerca de su saturación, se ha optado como solución el incorporar fuentes de generación distribuida, las cuales se encuentran operando aledañas a los centros de consumo, estas fuentes son alimentadas por medio de energías renovables, las cuales utilizan la electrónica de potencia en el proceso de conversión de energía. El uso de estas tecnologías contamina en el espectro de la señal al generar componentes frecuenciales distintas a la fundamental, ya sean subarmónicas, armónicas o interarmónicas de manera que puede comprometerse la operación correcta ya sea del sistema o de los dispositivos de protección eléctrica en presencia de nuevos escenarios los cuales no fueron contemplados en su diseño original.

En este trabajo se analiza el impacto de las fuentes de generación distribuida no convencionales en escenarios de media tensión para el funcionamiento de la protección diferencial, el cual es un esquema altamente eficaz y se busca encontrar deficiencias que se puedan presentar bajo estas nuevas condiciones. La electrónica de potencia involucrada en el esquema de conversión de energía de las fuentes renovables puede contaminar una o ambas señales del esquema diferencial, este problema puede amplificarse si se presenta el fenómeno de resonancia con alguna de las componentes frecuenciales presentes en los voltajes y corrientes del sistema. De manera que este trabajo demuestra que los filtros digitales convencionales no tienen la capacidad de filtrar en su totalidad o parcialidad las

componentes frecuenciales subarmónicas e interarmónicas y pudiendo terminar en la operación incorrecta de la protección diferencial.

Se caracterizara por medio de simulaciones el comportamiento de las nuevas condiciones que pueden presentarse en el sistema dentro de las herramientas graficas del tipo pendiente y el plano alfa-beta para determinar el grado de afectación y el escenario más crítico que puede afectar la operación correcta de la protección diferencial. Se propone la implementación de Prony para fines de filtrado digital y disminuir en gran medida el error en la estimación de la componente fundamental de la señal.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTOS	IV
RESUMEN	V
ÍNDICE GENERAL	VII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	X
ÍNDICE DE TABLAS	XIII
Capítulo 1 INTRODUCCIÓN	1
1.1 Introducción	1
1.2 Estado del arte.....	2
1.3 Hipótesis	3
1.4 Objetivos	3
1.5 Alcances	4
1.6 Estructura de la tesis	4
Capítulo 2 PROTECCIÓN DIFERENCIAL.....	6
2.1 Introducción	6
2.2 Evaluación de la protección diferencial.....	9
2.2.1 <i>Característica tipo pendiente</i>	9
2.2.2 <i>Plano alfa</i>	10
2.2.3 <i>Proceso de filtrado de la señal</i>	10
2.3 Modelo de pruebas.....	13
2.4 Pruebas.....	15
2.4.1 <i>Falla interna con resistencia de falla</i>	15
2.4.2 <i>Falla externa con saturación de transformador de corriente</i>	18
Capítulo 3 APLICACIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL.....	21
3.1 Introducción	21
3.2 Parque eólico.....	21
3.2.1 <i>Generador de inducción de velocidad fija [Fixed Speed Induction Generator(FSIG)]</i>	22
3.2.2 <i>Generador de inducción doblemente alimentado [Double Fed Induction Generator(DFIG)]</i>	24

3.3 Requerimientos de interconexión.....	25
3.4 Redes inteligentes	27
3.4.1 Tecnologías de comunicación	29
3.4.2 Electrónica de potencia y sistemas de control	29
3.5 Nuevas tendencias.....	30
3.5.1 Protección de área amplia	31
3.5.2 Protección adaptable	31
3.6 Comportamiento de la protección diferencial en sistemas modernos	33
3.6.1 Caso 1	33
3.6.2 Caso 2	35
3.6.3 Caso 3	36
3.6.4 Caso 4	39
3.6.5 Caso 5	41
3.7 Conclusiones del capítulo.	42
Capítulo 4 PRONY	43
4.1 Introducción	43
4.2 Formulación	43
4.3 Aplicación de Prony en protecciones.....	49
4.3.1 Obtención de frecuencias.....	50
4.3.2 Selección de órdenes a evaluar.....	52
4.3.3 Estimación de componentes fantasma.	53
4.3.4 Selección de orden óptimo	54
4.3.5 Fasores.....	55
4.4 Ejemplo	55
Capítulo 5 RESULTADOS	57
5.1 Introducción	57
5.2 Evaluación de Prony en distintos escenarios.	57
5.2.1 Falla interna con resistencia de falla	57
5.2.2 Falla externa con saturación de transformador de corriente	59
5.2.3 Operación de protección diferencial en sistemas modernos con Prony como filtro digital (Caso 1).	61
5.2.4 Operación de protección diferencial en sistemas modernos con Prony como filtro digital (Caso 2).	63

5.2.5 Operación de protección diferencial en sistemas modernos con Prony como filtro digital (Caso 3).	65
5.2.6 Operación de protección diferencial en sistemas modernos con Prony como filtro digital (Caso 4).	67
5.2.7 Aumento en número de muestras.	69
5.3 Conclusiones del capítulo.	70
Capítulo 6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	71
6.1 Introducción	71
6.2 Conclusiones	71
6.3 Aportaciones de la investigación	72
6.4 Recomendaciones para trabajos futuros.....	73
REFERENCIAS.....	74

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Principio de operación de la protección diferencial.	6
Figura 2.2 Relevador de balance de corriente.	7
Figura 2.3 Fasores I_1 e I_2	8
Figura 2.4 Característica tipo pendiente.	9
Figura 2.5 Plano alfa-beta.	10
Figura 2.6 Proceso de filtrado de la señal.	11
Figura 2.7 Señal proveniente del lado secundario del transformador de corriente.	11
Figura 2.8 Señal proveniente de lado secundario de transformador de corriente después de filtro Butterworth.	12
Figura 2.9 Estimación de fasor con filtro digital.	12
Figura 2.10 Sistema de prueba en Simulink.	13
Figura 2.11 Espectro de parque eólico en estado estable.	14
Figura 2.12 Espectro de parque eólico durante falla.	14
Figura 2.13 Espectro de parque eólico sin filtro durante falla.	15
Figura 2.14 Corrientes durante falla bifásica con resistencia de falla a) I_1 b) I_2	16
Figura 2.15 Comportamiento del evento en fase A en característica pendiente para falla interna.	17
Figura 2.16 Comportamiento del evento en plano alfa para falla interna.	17
Figura 2.17 Corrientes durante falla trifásica sólidamente aterrizada en zona externa de la protección con saturación en transformador de corriente de fase A lado baja tensión a) I_1 b) I_2	18
Figura 2.18 Comparación entre corriente I_1 e I_2 durante falla externa con saturación de t_c	19
Figura 2.19 Saturación de transformador de corriente.	19
Figura 2.20 Comportamiento de la corriente en característica pendiente en falla externa con saturación.	20
Figura 2.21 Comportamiento de la corriente en plano alfa-beta para falla externa con saturación.	20
Figura 3.1 Modelo FSIG.	22
Figura 3.2 Voltajes y corrientes durante falla trifásica en FSIG.	23
Figura 3.3 Voltajes y corrientes durante falla en fase A en FSIG.	23
Figura 3.4 Modelo DFIG.	24
Figura 3.5 Modelo (DFIG) para el análisis de protección.	25
Figura 3.6 Corrientes durante falla trifásica en DFIG.	25
Figura 3.7 Red Inteligente.	27
Figura 3.8 Diferentes regiones propuestas.	32
Figura 3.9 a) Corriente I_1 b) Corriente I_2 (Caso 1).	33
Figura 3.10 a) Comportamiento de señal contaminada con componentes subarmónicas e interarmónicas en característica tipo pendiente b) Comportamiento de señal contaminada con componentes subarmónicas e interarmónicas en plano alfa-beta.	34
Figura 3.11 a) Corriente I_1 b) Corriente I_2 (Caso 2).	35

Figura 3.12 a) Comportamiento de señal contaminada con componentes interarmónicas en característica tipo pendiente b) Comportamiento de señal contaminada con componentes interarmónicas en plano alfa-beta.	36
Figura 3.13 Impedancia contra Frecuencia para caso 3.	37
Figura 3.14 a) Corriente I1b) Corriente I2 (Caso 3).	38
Figura 3.15 a) Comportamiento de señal durante resonancia en característica tipo pendiente	38
Figura 3.16 a) Corriente I1b) Corriente I2 (Caso 4).	39
Figura 3.17 a) Comportamiento de señal en presencia de cargas no lineales en característica tipo pendiente b) Comportamiento de señal en presencia de cargas no lineales en plano alfa-beta. ..	40
Figura 3.18 a) Corriente I1b) Corriente I2 (Caso 4).	41
Figura 3.19 a) Comportamiento de señal en característica tipo pendiente b) Comportamiento de señal en plano alfa-beta.	42
Figura 4.1 Procesamiento de la señal por medio de Prony.	50
Figura 4.2 Comparación entre evaluación de todos los órdenes y solo 3 ordenes con el algoritmo propuesto.	55
Figura 4.3 Estimación de fasor fundamental con Prony.	55
Figura 5.1 Filtrado de la señal por medio de Prony durante falla interna con resistencia.	58
Figura 5.2 Comportamiento del evento en fase A en característica pendiente para falla interna con resistencia, procesado con Prony	58
Figura 5.3 Comportamiento del evento en fase A en plano alfa-beta para falla interna con resistencia, procesado con Prony.	59
Figura 5.4 Filtrado de la señal por medio de Prony durante falla externa con presencia de saturación en el transformador de corriente.	60
Figura 5.5 Comportamiento del evento en fase A en característica pendiente para falla externa con presencia de saturación en transformador de corriente, procesado con Prony.	60
Figura 5.6 Comportamiento del evento en fase A en plano alfa-beta para falla externa con presencia de saturación en transformador de corriente, procesado con Prony.	61
Figura 5.7 Filtrado de la señal por medio de Prony en presencia de componentes subarmónicas e interarmónicas.	62
Figura 5.8 a) Comportamiento del evento en fase A en característica pendiente para falla externa con presencia de saturación en transformador de corriente, procesado con Prony. b) Comportamiento del evento en fase A en plano alfa-beta para falla externa con presencia de saturación en transformador de corriente, procesado con Prony.	63
Figura 5.9 Filtrado de la señal por medio de Prony en presencia de componentes interarmónicas.	64
Figura 5.10 a) Comportamiento del evento en fase A en característica pendiente para falla externa con presencia de saturación en transformador de corriente, procesado con Prony. b) Comportamiento del evento en fase A en plano alfa-beta para falla externa con presencia de saturación en transformador de corriente, procesado con Prony.	64
Figura 5.11 Filtrado de la señal por medio de Prony en presencia de resonancia en interarmónico.	65
Figura 5.12 a) Comportamiento del evento en fase A en característica pendiente en presencia de resonancia interarmónica, procesado con Prony b) Comportamiento del evento en fase A en plano alfa-beta en presencia de resonancia interarmónica, procesado con Prony.	66
Figura 5.13 Filtrado de la señal por medio de Prony (3.6.5).	67

Figura 5.14 a) Comportamiento del evento en fase A en característica pendiente, procesado con Prony b) Comportamiento del evento en fase A en plano alfa-beta, procesado con Prony.	68
Figura 5.15 Filtrado de la señal por medio de Prony (64 muestras) durante falla externa con presencia de saturación en el transformador de corriente.	69
Figura 5.16 a) Filtrado de la señal por medio de Prony durante falla externa con presencia de saturación en el transformador de corriente. b) Comportamiento del evento en fase A en plano alfa-beta para falla externa con presencia de saturación en transformador de corriente, procesado con Prony.	70

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1 Niveles de armónicas permisibles en la tensión.....	26
Tabla 4.1 Valores instantáneos de ventana de muestreo.....	44
Tabla 4.2 Coeficientes LPM.	45
Tabla 4.3 Raíces de un polinomio de decimo orden.	46
Tabla 4.4 Coeficientes de amortiguamiento para decimo orden.	46
Tabla 4.5 Frecuencias para decimo orden.....	47
Tabla 4.6 Amplitudes para decimo orden.	48
Tabla 4.7 Ángulos para decimo orden.	48
Tabla 4.8 Frecuencias aparentemente presentes en la señal.	51
Tabla 4.9 Frecuencias aparentemente presentes en la señal modificada.....	52
Tabla 4.10 Número de frecuencias distintas a cero presentes en cada orden.....	53
Tabla 4.11 Componentes de señal estimada para un orden.	53
Tabla 4.12 Componentes de señal estimada para un orden corregido.	54

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN

1.1 Introducción

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) son aquellos cuya finalidad es generar, transmitir, distribuir energía para los distintos consumidores que pueden encontrarse en la red eléctrica. Tradicionalmente los puntos de generación se encontraban a una distancia considerable de los centros de consumo, sin embargo en la actualidad con el constante crecimiento de la demanda y la falta de líneas de transmisión en el sistema eléctrico, ha surgido como nueva tendencia el ubicar las fuentes de generación distribuida cercanas al punto de carga con la finalidad de evitar la congestión de las líneas de transmisión. Generalmente estas fuentes de generación son del tipo renovables (granjas solares o eólicas) las cuales conllevan el uso de electrónica de potencia, esto trae como consecuencia nuevos escenarios que pueden comprometer la operación correcta del sistema eléctrico o alguno de sus componentes como pueden ser las protecciones eléctricas.

Las protecciones eléctricas tienen como función el monitorear el estado en el que se encuentran distintos equipos como lo son los generadores, líneas de transmisión, buses, transformadores y motores; con la finalidad de determinar si se encuentran en alguna condición que ponga en peligro la integridad total o parcial del equipo a proteger. En este trabajo se analizará específicamente la protección diferencial en redes de media tensión y su comportamiento ante señales distorsionadas por componentes frecuenciales no fundamentales.

La implementación del relevador diferencial para la protección de los componentes del SEP comenzó a finales del siglo 19. Su principio de operación consiste en realizar una comparación de las corrientes que entran y salen del objeto a proteger; de esta forma si el sistema se encuentra en estado estable o condición de falla externa (fuera del área de protección) la diferencia entre estas corrientes será prácticamente de cero. Por otro lado si se presenta una falla dentro de la zona de operación del relevador, se tendrá entonces una

diferencia entre ambas corrientes que indicará la presencia de una falla; por esta razón se considera a la protección diferencial como un esquema 100% selectivo ya que solo responde a fallas en la zona a proteger.

Este principio es aplicado a transformadores, generadores, buses e inclusive líneas de transmisión o distribución, para cada caso se adapta el esquema de manera que su operación sea confiable.

Sin embargo con la incorporación de las fuentes renovables al sistema eléctrico se presentan escenarios operativos en los cuales la protección diferencial se ve comprometida debido a la presencia de componentes subarmónicas e interarmónicas las cuales generan error en la estimación fasorial utilizando filtros digitales convencionales.

1.2 Estado del arte

La protección diferencial es uno de los principios de protección más eficientes que existen desde hace más de 100 años y con una amplia gama de aplicaciones [I.1]. Partiendo de la ley de corrientes de Kirchhoff se realiza la comparación de las corrientes de entrada con respecto a las de salida del equipo a proteger, a partir de lo mencionado la operación correcta de la protección diferencial puede ser afectada por diversos factores para los cuales se generaran algoritmos o métodos con la finalidad de mejorar el esquema diferencial, tales escenarios como cambio de tap (cuando el objeto a proteger es un transformador)[I.2], saturación de los transformadores de corriente[I.3-6], fallas internas de alta impedancia[I.7-8] son detectados gracias a los avances tecnológicos en los relevadores digitales.

La generación distribuida afecta la dirección y distribución de la corriente de falla, existen dispositivos automáticos y de protección que no actúan correctamente en presencia de fuentes de GD. Durante la falla una serie de armónicas y componentes aperiódicas se presentan en las señales de corriente, el recuperar la señal de componente fundamental es de vital importancia, lamentablemente las técnicas de filtrado convencionales presentan problemas al lidiar con componentes aperiódicas o subarmónicas comprometiendo la operación de los esquemas de protección.

Tradicionalmente las protecciones utilizan información a nivel local para realizar su operación, esto sin conocer el estado de las otras partes del sistema, con el creciente número de interconexiones en la red se propone un sistema de área amplia [I.9] el cual aprovechando las ventajas de la fibra óptica envía información del estado restante del sistema, de esta manera en eventos como saturación de transformadores de corriente pueden detectarse con la ayuda de mediciones externas al área fallada.

Algunos autores [I.10] proponen introducir un limitador de la corriente de falla entre la fuente de GD y la red para controlar el flujo de corrientes durante la falla, pero eso de ningún modo garantiza disparos en falso debido a errores en el filtrado de la señal.

En base a lo anteriormente mencionado surge la necesidad de encontrar alternativas que optimicen el comportamiento de la protección diferencial en este caso ante la presencia de la electrónica de potencia.

1.3 Hipótesis

Modificando el proceso de evaluación del relevador, ya sea en la etapa de filtrado o proporcionándole información de otros puntos del sistema, este será capaz de decidir de manera correcta cuando operar estando en presencia de cualquier tipo de componente frecuencial (subarmónicas, armónicas, interarmónicas).

1.4 Objetivos

- Caracterizar el problema de la operación en falso de la protección diferencial en presencia de componentes frecuenciales distintas a la fundamental.
- Comparar la caracterización de eventos entre la característica del tipo pendiente y el plano alfa-beta.
- Proponer y evaluar un filtro digital que elimina las componentes frecuenciales no fundamentales en las señales de corriente de entrada al relevador.

1.5 Alcances

El presente trabajo pretende mediante la implementación de Prony en la etapa de filtrado digital, determinar de manera correcta la señal correspondiente a la componente fundamental durante eventos críticos como lo son: fallas de alta impedancia, saturación de transformadores de corriente y presencia de componentes distintas a la fundamental, todo esto direccionado a la protección diferencial.

Se propone una topología compleja de la red eléctrica para evaluar la operación del relevador en redes de media tensión; en ese sentido la aplicación del relevador diferencial para la protección en redes de alta tensión y en equipo primario como generadores, motores y líneas de transmisión, aun cuando es factible la adaptación de la metodología propuesta, no es considerado como parte del estudio en la presente tesis. Así mismo, la función de bloqueo del relevador por energización de transformadores se asume funcional, debido a que no afecta en la determinación y sensibilidad de la falla, no es incluida en esta investigación.

1.6 Estructura de la tesis

La tesis está dividida en un total de seis capítulos. En el capítulo 1 se presenta la introducción, estado del arte, así como la hipótesis, objetivos y alcances del trabajo.

El capítulo dos presenta la dinámica del funcionamiento de la protección diferencial, sus principales aplicaciones, el proceso de evaluación de la señal con la finalidad de estimar el fasor fundamental, así como herramientas graficas que son útiles durante la evaluación de disturbios y que determinan la toma de decisión por parte del relevador. Finalmente se presenta el modelo a utilizar para la evaluación de la operación de la protección diferencial y casos de prueba que se consideran críticos.

El capítulo tres presenta distintos modelos de aerogeneradores, así como el concepto de redes inteligentes y las nuevas tendencias en el área de las protecciones eléctricas. Posteriormente se plantean escenarios en los cuales la protección diferencial opera en falso

debido a fenómenos como un punto de resonancia interarmónico en el espectro frecuencial el cual es amplificado a la salida de la granja eólica.

El capítulo cuatro presenta el método de Prony para la reconstrucción de una señal dada por medio de la sumatoria de términos exponenciales de manera que pueden obtenerse distintos estimados de la señal considerando en la superposición cualquier componente frecuencial (subarmónicas, armónicas e interarmónicas), posteriormente se presenta la propuesta de su implementación en el área de protecciones eléctricas, acotando el proceso de cálculo por medio de un procedimiento de selección de órdenes propuesto en la presente tesis.

El capítulo cinco presenta la implementación de Prony a la protección diferencial y se realiza una comparación con los resultados obtenidos en los capítulos 2 y 3, con la finalidad de analizar si Prony es un método confiable para la estimación de la componente fundamental durante escenarios críticos y nuevos que se presentan con la incorporación de la electrónica de potencia a los sistemas eléctricos.

El capítulo seis presenta las conclusiones generales obtenidas de la investigación en base a los resultados obtenidos de la comparación de filtros digitales, así como las aportaciones de la presente tesis y recomendaciones para trabajos futuros.

Capítulo 2

PROTECCION DIFERENCIAL

2.1 Introducción

La protección diferencial ha sido utilizada en las redes eléctricas desde hace más de 100 años, es una protección que presenta selectividad absoluta, es decir su zona de operación es limitada por la ubicación de los transformadores de corriente y no ofrece; protección de respaldo para fallas fuera de esta zona.

Su principio de operación parte de la ley de corrientes de Kirchhoff de tal manera que para condiciones de estado estable o falla externa la diferencia de corrientes entre la que entra y sale de la zona de protección bajo condiciones ideales será de cero, mientras que para falla interna se tendrá una condición de operación; provocando la operación del relevador.

Este principio es aplicado a transformadores, generadores, buses y en años recientes en líneas de transmisión o distribución [I.1].

En la figura 2.1 se presenta un esquema que representa el principio de operación de la protección diferencial.

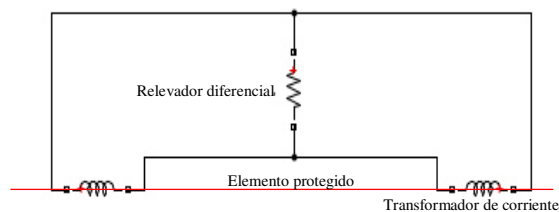


Figura 2.1 Principio de operación de la protección diferencial.

El lado secundario de los transformadores de corriente esta interconectado y la bobina del relevador es conectado a través del circuito secundario de los transformadores de corriente, en la figura 2.2 se muestra un ejemplo de la composición del relevador de balance de corriente.

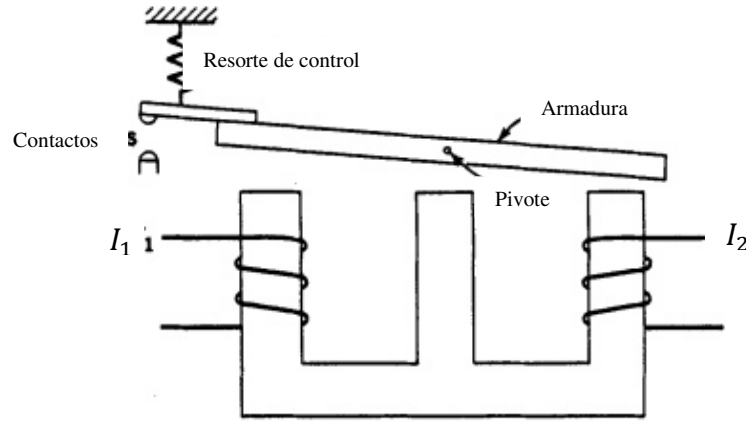


Figura 2.2 Relevador de balance de corriente.

Este tipo de relevadores (figura 2.2) tiene un elemento de sobrecorriente que produce un torque en oposición a otro elemento de sobrecorriente, ambos elementos actúan sobre la misma estructura móvil, el resorte de control es necesario para mantener un valor mínimo de I_1 cuando el valor de I_2 es cero (transformador sin carga), este efecto del resorte se vuelve despreciable ante valores altos de corriente las cuales se presentan durante condiciones de falla, de manera que cuando la disparidad entre estas corrientes sea considerable el contacto se cerrara y al hacerlo mandara una señal para abrir interruptores[II.1].

Con los relevadores digitales, una manera de garantizar la operación correcta de la protección diferencial es la utilización de la corriente de operación y de retención (protección de porcentaje diferencial) [I.1]. En 2.1 se muestran distintas variantes de estas corrientes las cuales serán comparadas con la finalidad de determinar la acción que el relevador diferencial debe realizar.

$$I_{OP} = |I_1 + I_2| \quad (2.1)$$

$$I_{RT} = k(|I_1| + |I_2|)$$

$$I_{RT} = k|I_1 - I_2|$$

$$I_{RT} = \text{Max}(|I_1|, |I_2|)$$

El área de cobertura de la protección queda definido por la posición de los transformadores de corriente los cuales generalmente se colocan con la polaridad negativa direccionada al objeto a proteger de tal manera se tendrá un desfase de 180° entre las corrientes I_1 e I_2 .

Cabe señalar que en algunos casos como lo es la aplicación de la protección diferencial en transformadores delta-estrella se requiere el uso de matrices para compensar los desfases que existan entre ambas corrientes y componentes de secuencia cero con la finalidad de que el desfase sea de 180° .

A manera de ejemplo se tomará un fasor de ambas corrientes para demostrar la conveniencia del desfase de 180° entre ambas corrientes (se muestra en la figura 2.3):

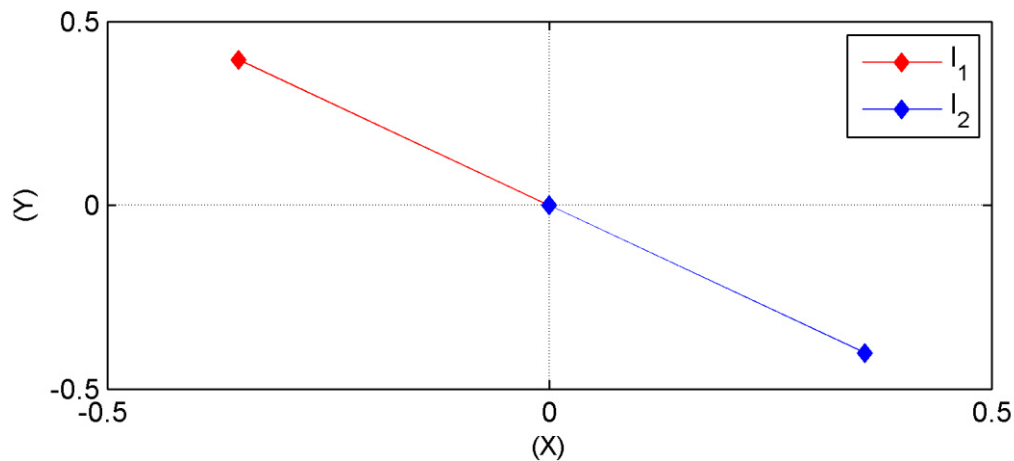


Figura 2.3 Fasores I_1 e I_2 .

$$I_1 = -0.3515 + 0.3958i \quad I_2 = 0.3570 - 0.4021i$$

- La corriente de operación en estado estable será prácticamente de cero, realizando la sumatoria de I_1 e I_2 y obteniendo el valor absoluto tenemos que $I_{OP} = 0.0084$
- La corriente de retención en estado estable tendrá un valor aproximado de 1 (para una k de 1), al realizar la operación correspondiente se obtiene $I_{RET} = 1.0670$
- En estado estable la división de I_2/I_1 da como resultado un valor aproximado de $1\angle 180^\circ$ en forma polar o $-1 + 0i$ en forma rectangular, para este ejemplo se obtiene un valor de $-1.0158 + 0i$.

2.2 Evaluación de la protección diferencial.

Como herramientas gráficas que contribuyen a la evaluación de la operación de la protección se tienen la característica de tipo pendiente y el plano alfa-beta [I.1].

2.2.1 Característica tipo pendiente

A partir de las corrientes de operación y retención se realiza una comparación de ambas corrientes en la característica tipo pendiente siendo el eje vertical representado por la corriente de operación mientras que el horizontal se representa por la corriente de retención (figura 2.4). De tal manera que para condiciones de estado estable o falla externa la dinámica de ambas corrientes interactuara por debajo de la pendiente quedando de esta manera dentro de la zona de no operación la cual tiene la finalidad de evitar disparos en falso por cuestiones como lo son saturación de tc, cambio de tap en caso de que el objeto a proteger sea un transformador y cualquier otro factor que pueda generar un error en la evaluación, mientras que para condiciones de falla interna la corriente de operación tiende a incrementar y la de retención a decrecer de manera que se sobrepasa la pendiente dando lugar a la operación del relevador.

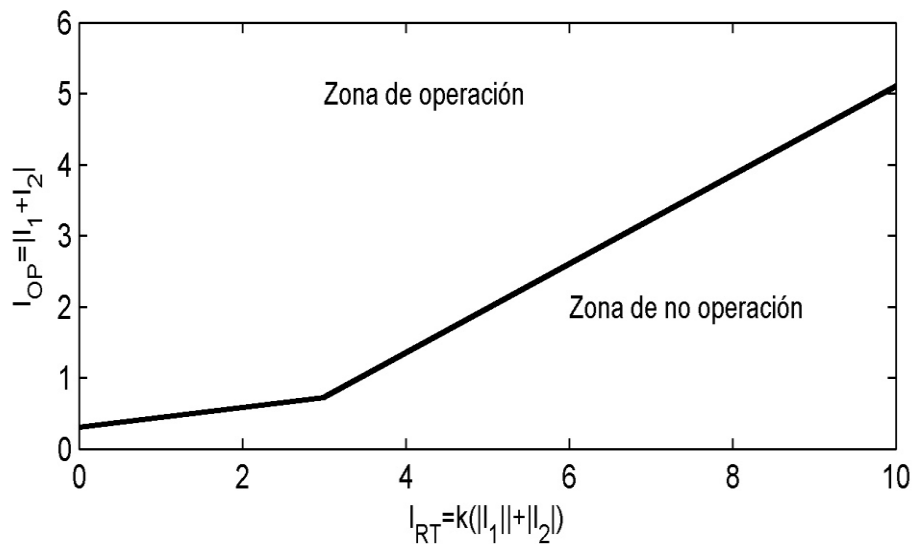


Figura 2.4 Característica tipo pendiente.

La característica de tipo pendiente es una herramienta muy útil en la evaluación de la protección diferencial, sin embargo existe cierta incertidumbre debido a la pérdida de información de los valores absolutos, una manera de aprovechar eficientemente toda la información proveniente de los transformadores de corriente es la utilización del plano alfa.

2.2.2 Plano alfa.

El plano alfa aprovecha tanto la parte real como imaginaria del fasor de corriente de manera que resulta muy útil durante escenarios como saturación de transformadores de corriente, para condiciones de estado estable o falla externa la corriente permanecerá dentro de la zona de no operación con un valor aproximado de $1 < 180^\circ$, mientras que para falla interna se posicionara en la zona de operación (figura 2.5).

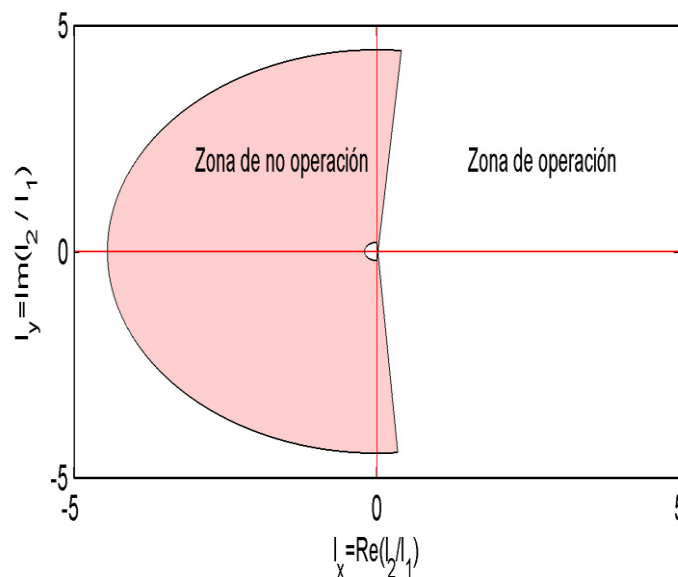


Figura 2.5 Plano alfa-beta.

2.2.3 Proceso de filtrado de la señal.

Cabe señalar que para realizar la evaluación de los distintos escenarios las señales de corriente deben determinar la ubicación de la falla, es por ello que las componentes frecuenciales no fundamentales deben ser filtradas. La operación de la protección diferencial debe estar establecida con información fasorial de la componente fundamental

únicamente, otras componentes frecuenciales tal como ruido, componente directa, armónicas e interarmónicas, no dependen de la ubicación de la falla. En la figura 2.6 se muestran las etapas de filtrado para la obtención de los fasores fundamentales de corriente.



Figura 2.6 Proceso de filtrado de la señal.

Para este caso se tomaran como referencias las señales correspondientes a una falla trifásica en la zona externa de la protección en el modelo de pruebas que se muestra en la sección 2.3 de manera que se puedan visualizar los cambios que va teniendo la señal a lo largo de la etapa de filtrado.

Partiendo de las señales obtenidas a partir del devanado secundario de los transformadores de corriente del lado de baja tensión (señal de entrada) se puede observar en la figura 2.7 que presentan componentes de alta frecuencia (3 kHz).

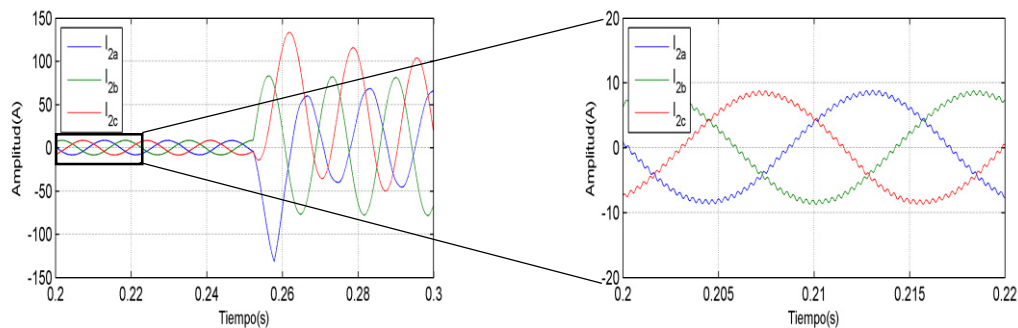


Figura 2.7 Señal proveniente del lado secundario del transformador de corriente.

Con la ayuda del filtrado analógico (filtro antialiasing) en este caso tipo Butterworth de segundo orden con una frecuencia de corte de 360 Hz se garantiza que todas las frecuencias superiores a este umbral sean eliminadas de la señal, como se muestra en la figura 2.8 las señales de alta frecuencia han sido eliminadas.

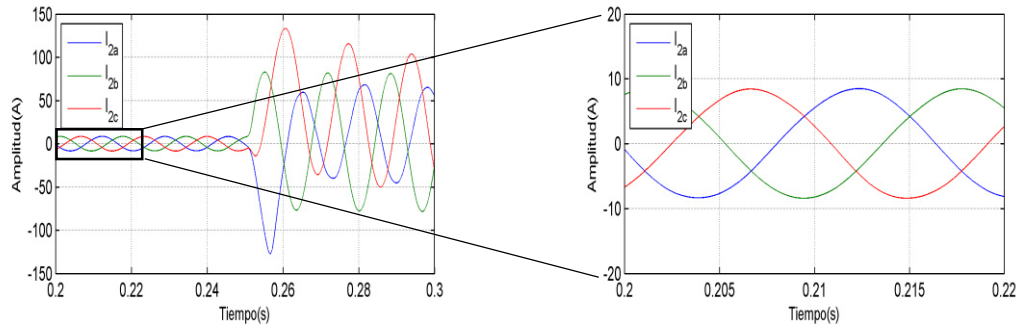


Figura 2.8 Señal proveniente de lado secundario de transformador de corriente después de filtro Butterworth.

Posteriormente al entrar al relevador este realiza un muestreo de la señal, el cual puede ser generalmente de 16, 32, 64 o 128 muestras por ciclo, en esta etapa las corrientes son convertidas a valores por unidad, así como se realizan las compensaciones angulares necesarias y se eliminan las componentes de secuencia cero presentes en la señal.

Posteriormente la señal es ingresada a un filtro digital en este caso del tipo coseno el cual tiene como función eliminar la componente aperiódica exponencial decreciente y componentes armónicas que se encuentren en la señal, con la finalidad de que el fasor que se ingrese al principio de protección sea en su mayoría el correspondiente a la componente fundamental (figura 2.9). El traslape frecuencial del filtro analogico y digital, evitan el aliasing, cumpliendo con el teorema de Nyquist.

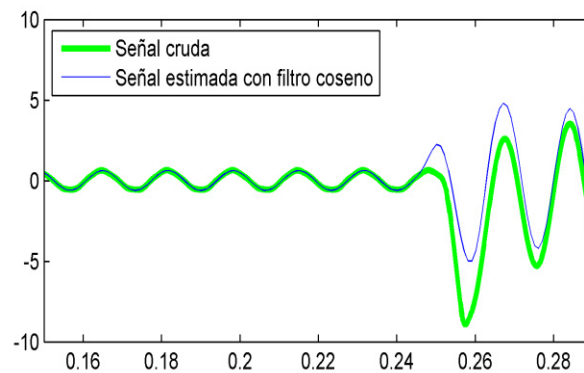


Figura 2.9 Estimación de fasor con filtro digital.

Al final de la etapa de filtrado los fasores obtenidos son sometidos a el criterio de la protección diferencial para saber en qué estado se encuentra el equipo a proteger.

2.3 Modelo de pruebas

Como herramienta de apoyo para la simulación de eventos y comportamiento de la protección diferencial se utiliza Matlab/Simulink® [II.2-3], se muestra el sistema implementado en la figura 2.10, está compuesto de una fuente de voltaje a una tensión de 115 kV con una relación $X/R = 7$, posteriormente un transformador reductor de 115/13.8 kV con una impedancia de 0.08 p.u. alimentando un bus en el cual se encuentran conectadas 4 cargas de 12.5 MVA, un capacitor es conectado al bus a manera de mantener el perfil de voltaje dentro de la banda operativa permitida (0.95 a 1.05 p.u.) a su vez en el bus se tiene un aporte por parte de una granja de aerogeneradores de 18 MVA, la potencia base del sistema es de 50 MVA, cabe señalar que la corriente I_1 es la correspondiente al transformador de corriente del lado de alta tensión, mientras que la corriente I_2 es la resultante de la sumatoria de todas las corrientes ubicadas en el bus del lado de 13.8 kV.

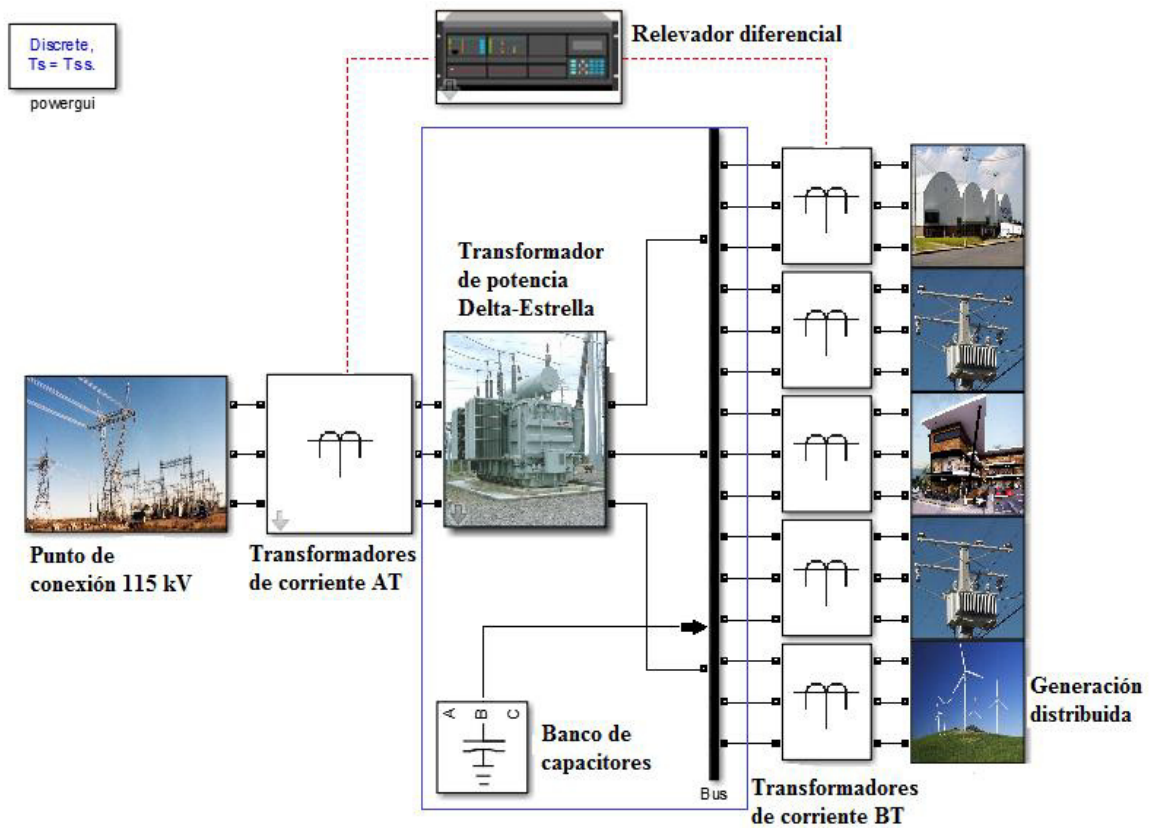


Figura 2.10 Sistema de prueba en Simulink.

Cabe señalar que la granja de aerogeneradores posee varias componentes frecuenciales dentro de su espectro (figuras 2.11, 2.12 y 2.13) los cuales son espectros durante distintos escenarios.

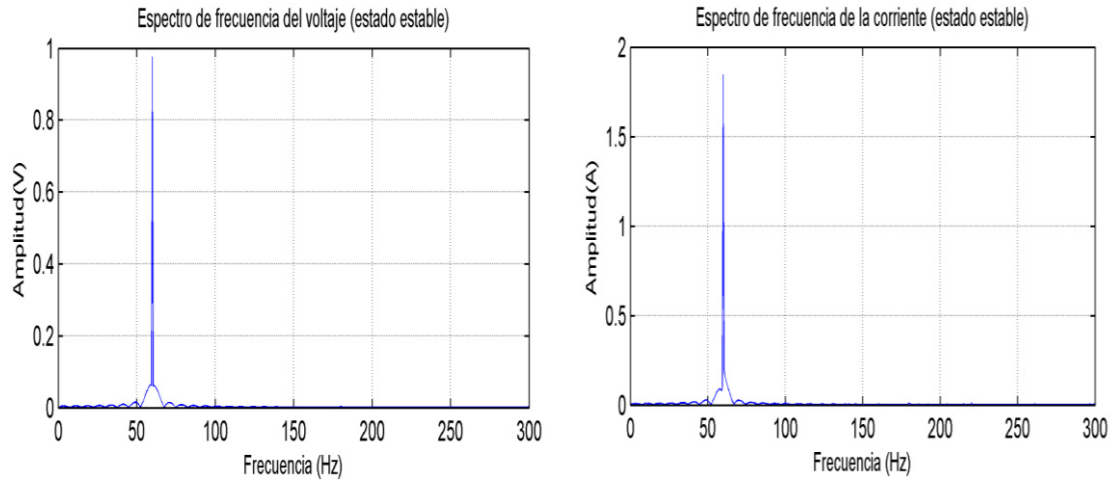


Figura 2.11 Espectro de parque eólico en estado estable.

En la práctica tener un espectro como se muestra en la figura 2.11 es excesivamente costoso de lograr, ya que para hacerlo posible se requiere de un proceso de filtrado que tendría que tener inductores y capacitores variables a distintos valores y que continuamente estarían cambiando de un estado a otro.

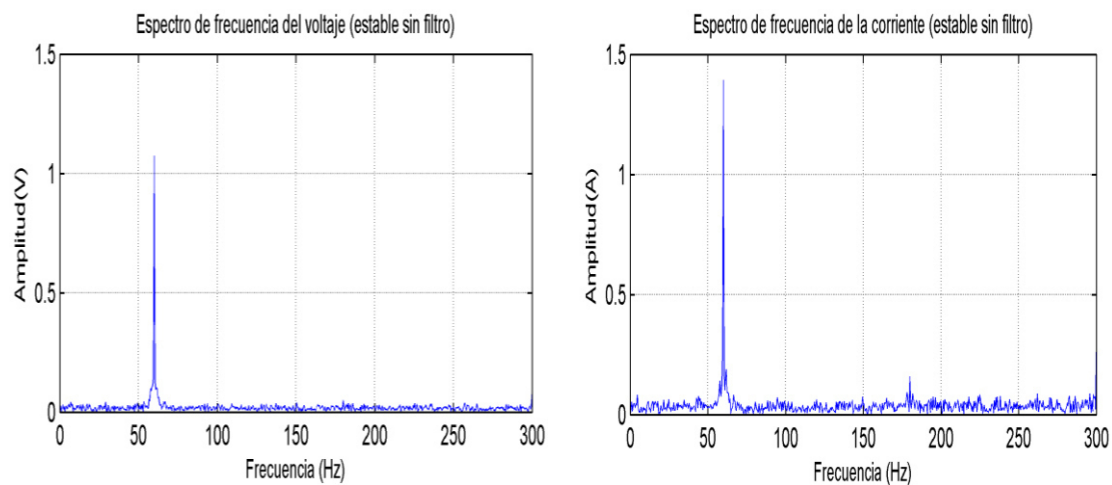


Figura 2.12 Espectro de parque eólico durante falla.

Si se elimina el filtro anteriormente mencionado se tiene un espectro con alto grado de contaminación.

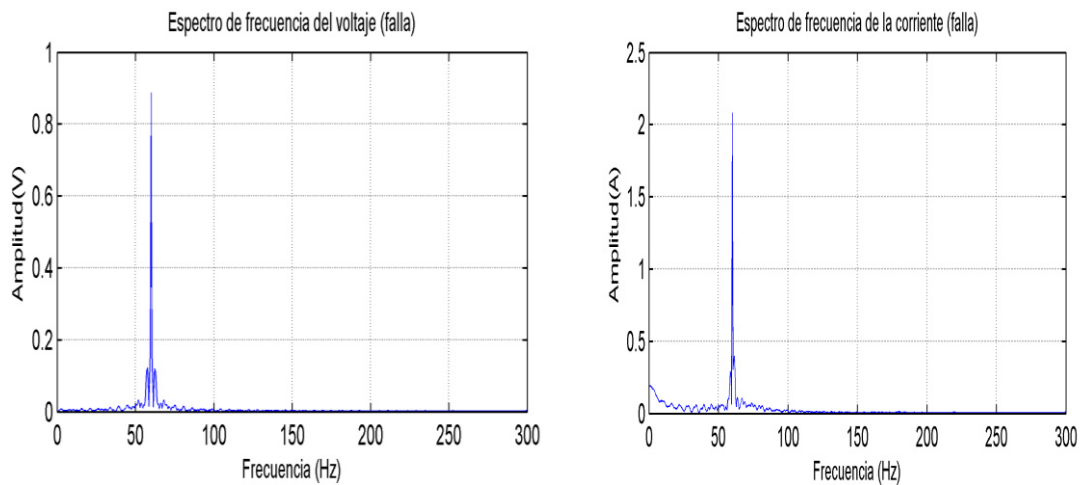


Figura 2.13 Espectro de parque eólico sin filtro durante falla.

Se someterá el sistema de la figura 2.10 a distintos escenarios para evaluar el comportamiento en la toma de decisiones que tiene la protección diferencial ante estos y se verificara gráficamente con la ayuda de la característica tipo pendiente y el plano alfa correspondientes a la fase A.

2.4 Pruebas

2.4.1 Falla interna con resistencia de falla

Esta condición es crítica para evaluar el nivel de confiabilidad de la protección diferencial, esto es debido a que la presencia de una resistencia en el punto de falla provoca que el incremento en la magnitud de las corrientes no sea tan significativo como el caso de una falla sólidamente aterrizada y pueden llegar a darse casos donde la protección no detecta que se encuentra en condición de falla a causa de que el incremento en las corrientes es prácticamente nulo.

Se somete el sistema de la figura 2.10 a una falla bifásica entre la fase A y B a tierra con una resistencia de 5 ohms en la zona interna de la protección (a la salida del transformador

de potencia) y se analizan las respuestas obtenidas para determinar la acción que toma el relevador.

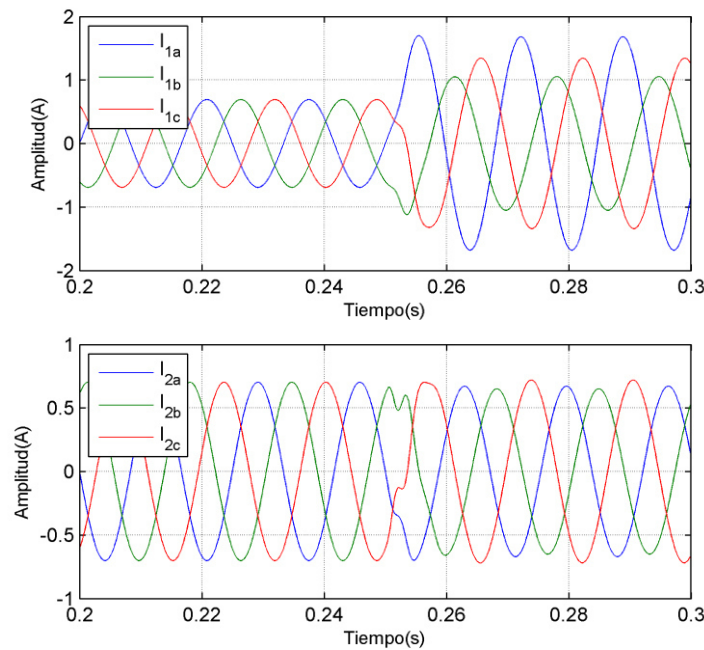


Figura 2.14 Corrientes durante falla bifásica con resistencia de falla a) I_1 b) I_2 .

En la figura 2.14 se visualizan las corrientes correspondientes al lado de alta tensión I_1 y las corrientes de baja tensión I_2 (ambas están en valores de p.u), primero se muestran en estado de prefalla, posteriormente durante la falla se presenta un pequeño incremento en la magnitud de las corrientes del lado de alta tensión y un decremento considerable en la fase A del lado de baja tensión (esto es debido al acoplamiento que existe entre fases dentro del transformador).

En la figura 2.15 se presenta el comportamiento que se tiene durante este evento en la característica del tipo pendiente de manera que para el estado de prefalla se permanece concentrado debajo de la pendiente, al momento que ocurre la transición entre el estado de prefalla y falla comienza el desplazamiento dentro de la característica y finalmente cuando la ventana de datos contiene solamente información de la falla se tienen una concentración dentro de la zona de operación de manera que la protección debe operar.

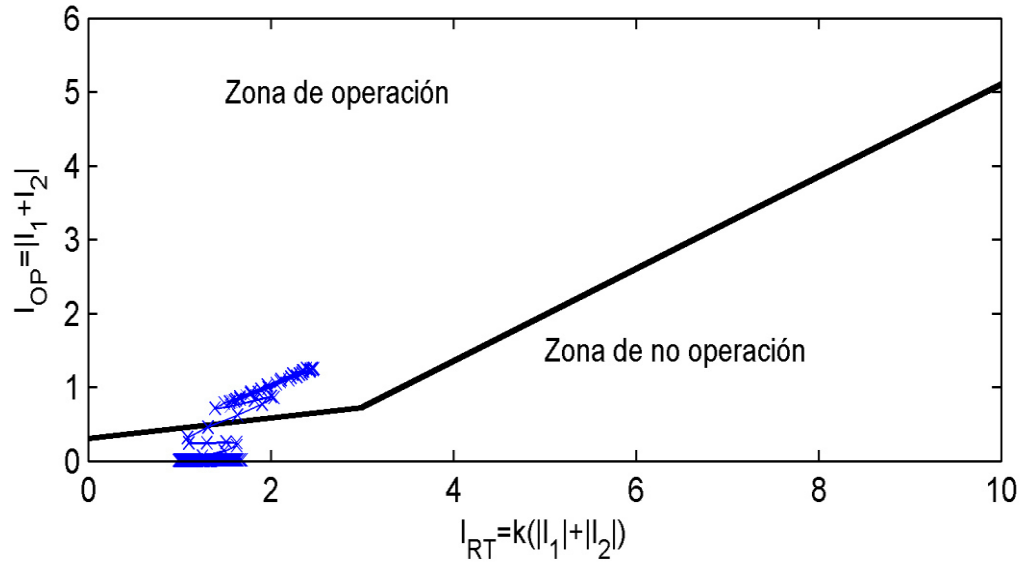


Figura 2.15 Comportamiento del evento en fase A en característica pendiente para falla interna.

En la figura 2.16 se muestra el comportamiento para este escenario dentro del plano alfa-beta, debido a que esta representación utiliza tanto como magnitud y ángulo del fasor en este caso la protección no debe operar dentro de este criterio de evaluación lo cual resulta en una deficiencia de esta característica.

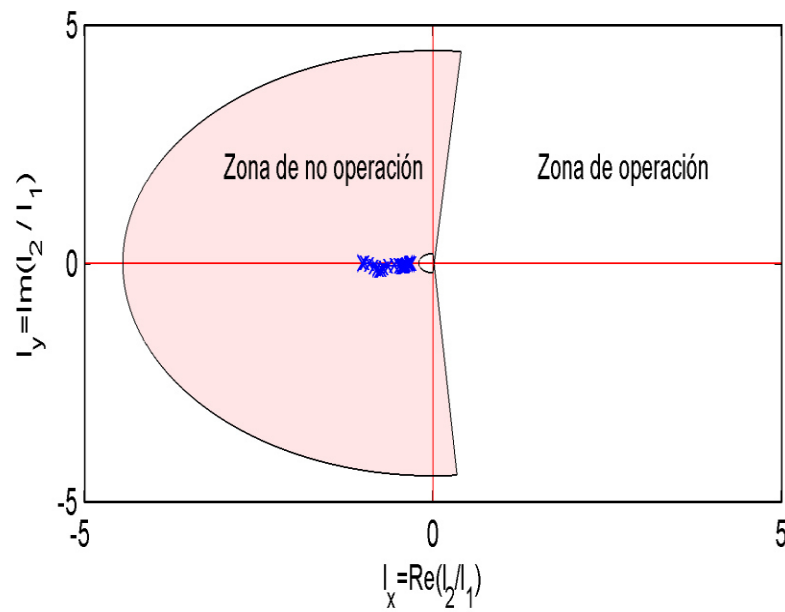


Figura 2.16 Comportamiento del evento en plano alfa para falla interna.

2.4.2 Falla externa con saturación de transformador de corriente

En este escenario ocurre una falla trifásica sólidamente aterrizada en la zona externa a la protección (posterior a los tc's que se encuentran después del bus), pero se presenta saturación del transformador de corriente en la fase A en el lado de baja tensión, de manera que se tiene una pérdida de información pertinente a lo que ocurre en el sistema.

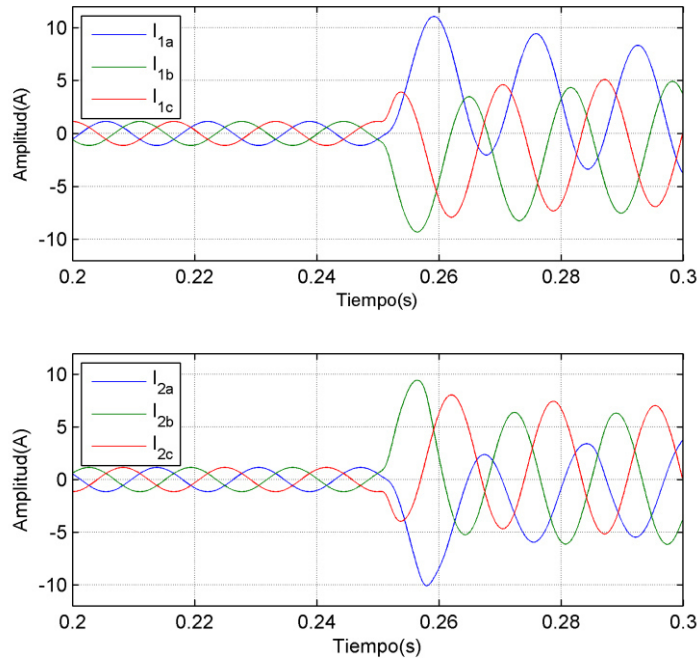


Figura 2.17 Corrientes durante falla trifásica sólidamente aterrizada en zona externa de la protección con saturación en transformador de corriente de fase A lado baja tensión a) I_1 b) I_2 .

En la figura 2.17 se esperaría que solo la fase A sea afectada por la saturación del transformador de corriente y que por lo tanto la corriente I_{2a} como I_{2b} , sean iguales a I_{1a} e I_{1b} respectivamente, sin embargo tomando en cuenta que existe un acoplamiento entre fases dentro del transformador de potencia y que la matriz de compensación tiene el efecto de emular en este caso una conexión delta por partes de los tc's, se tendrá una distorsión en la fase B debido a lo anteriormente mencionado.

Para visualizar el efecto que genera la pérdida de información debido a la saturación de los tc's, se muestra en la figura 2.18 la comparación entre las corrientes de la fase A, al momento que ocurre la falla se puede observar que las magnitudes de corriente deberían ser

prácticamente iguales (en amplitud) pero en realidad presentan una disparidad causada por la saturación del tc.

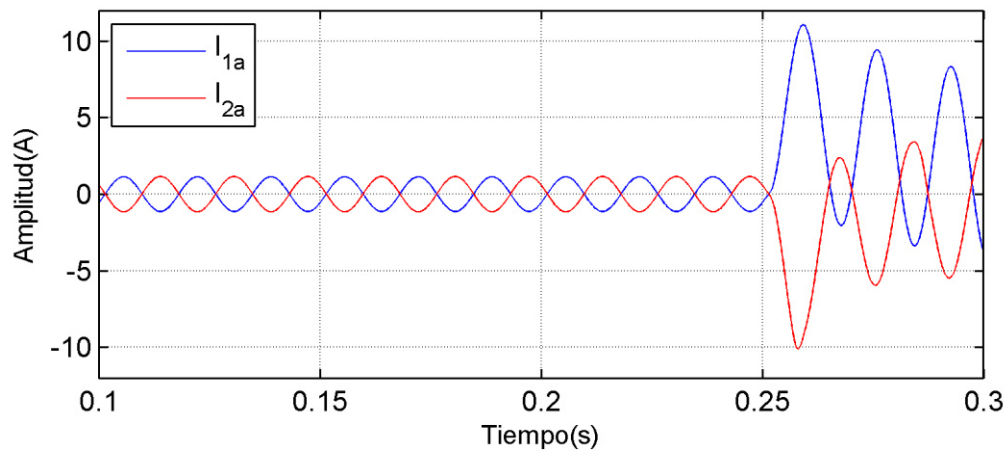


Figura 2.18 Comparación entre corriente I_1 e I_2 durante falla externa con saturación de tc.

En la figura 2.19 se muestra la comparación para este caso entre la corriente que un tc ideal (no saturable) y el tc con saturación, de manera que se observa como la magnitud se ve afectada, mientras que el ángulo permanece prácticamente igual (esto es de gran ayuda a la hora de evaluar dentro del plano alfa).

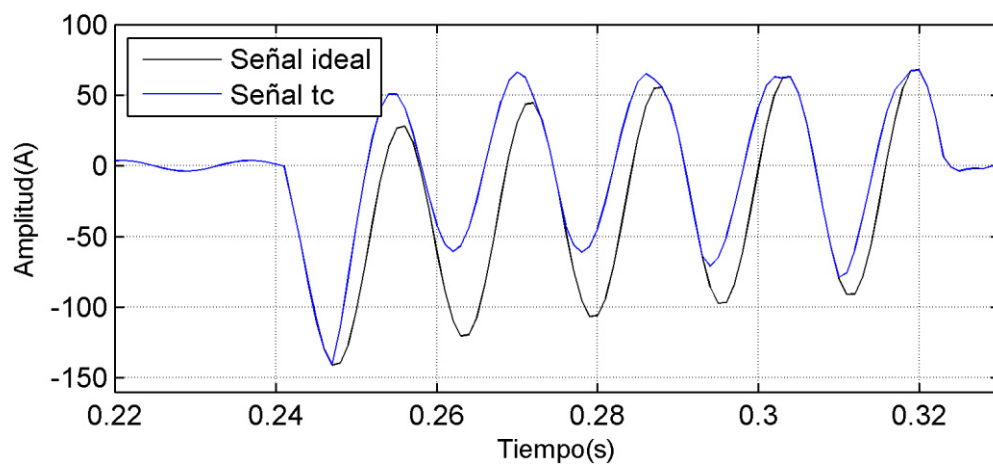


Figura 2.19 Saturación de transformador de corriente.

Para este caso el comportamiento dentro de la característica de la pendiente es desplazarse hacia la segunda pendiente la cual como se mencionó anteriormente cumple con su objetivo

el cual es evitar disparos en falso debido a errores en los ajustes como en este caso lo es la saturación de los tc's esto se observa en la figura 2.20.

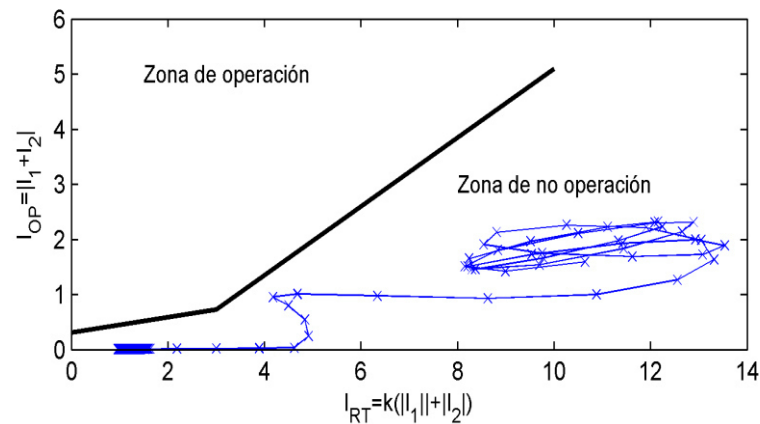


Figura 2.20 Comportamiento de la corriente en característica pendiente en falla externa con saturación.

En la figura 2.21 se muestra el comportamiento dentro del plano alfa-beta el cual al aprovechar el fasor en su totalidad prácticamente no presenta indicios de tentativa de operación a diferencia de la característica del tipo pendiente.

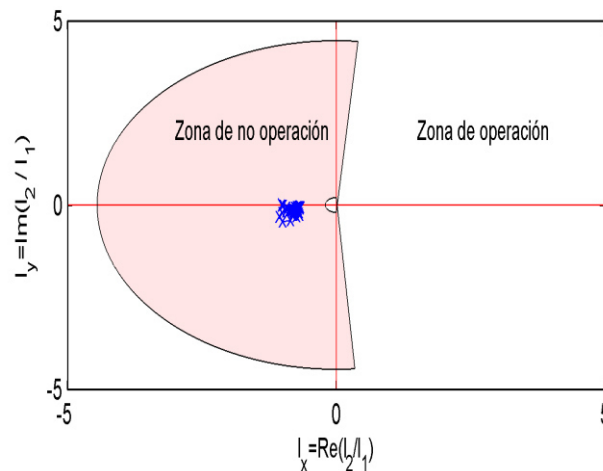


Figura 2.21 Comportamiento de la corriente en plano alfa-beta para falla externa con saturación.

Cabe señalar que los principios de protección parten asumiendo que solamente se estará trabajando con fasores fundamentales, de manera que es conveniente evaluar su comportamiento en presencia de cargas contaminadas como lo son los variadores de velocidad, hornos de arco, etc.

Capítulo 3

APLICACIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL EN SISTEMAS ELÉCTRICOS MODERNOS

3.1 Introducción

En la actualidad con la incorporación de la electrónica de potencia a los sistemas eléctricos se presentan nuevos escenarios operativos, que afectan entre otros dispositivos, a los sistemas de protecciones debido principalmente a la conexión de fuentes de generación en sistemas eléctricos de naturaleza radial y la contaminación frecuencial de las señales de voltaje y corriente.

Actualmente en los sistemas de distribución es cada vez más común encontrar la protección diferencial aplicada a líneas de distribución, buses o transformadores de potencia que se encuentran en las subestaciones, sin embargo con la incorporación de las fuentes de generación distribuida no convencionales como lo son las granjas eólicas y/o solares, las protecciones tienen nuevos retos; debido a que son fuentes intermitentes razón por la cual las protecciones deben estar constantemente ajustándose a las nuevas condiciones que se presentan y además contienen más componentes frecuenciales en su espectro lo cual puede interferir con la operación correcta de las protecciones debido a errores de estimación en la etapa de filtrado digital.

3.2 Parque eólico

La generación eólica es una tecnología que está teniendo un gran crecimiento en demanda y en volumen de generación; sin embargo el proceso de conversión de energía mecánica proveniente del impacto del viento contra los alabes de la turbina a energía eléctrica tiene por medio dispositivos electrónicos los cuales distorsionan en cierto grado la forma de onda.

La generación eólica representa una alternativa energética que ha sido impulsada principalmente por la necesidad de contar con energías no contaminantes y renovables. Diversos estudios han demostrado su impacto positivo en la operación de la red eléctrica, problemas como la interferencia en la energía entregada a la red, la pérdida de inercia del sistema que conlleva la reducción en la seguridad operativa, han sido ampliamente estudiados y se están proponiendo soluciones.

La mayoría de las turbinas de viento instaladas son: generador de inducción de velocidad fija (generador de jaula de ardilla), generador de inducción de doble alimentación y generador síncrono de manejo directo, este último modelo no es muy común, por lo que no es presentado en esta sección [III.1].

3.2.1 Generador de inducción de velocidad fija [Fixed Speed Induction Generator(FSIG)]

Compuesto de un generador de jaula de ardilla que esta acoplado a través de una caja de engranes del rotor de la turbina (figura 3.1), este tipo de turbina son simples y baratas pero tienen algunas desventajas como: falta de posibilidades de control tanto de potencia activa como reactiva, daño a la caja de engranes por grandes cargas mecánicas esto es debido a que las fluctuaciones de potencia son convertidas en pulsaciones de torque y finalmente grandes disturbios en la potencia entregada.

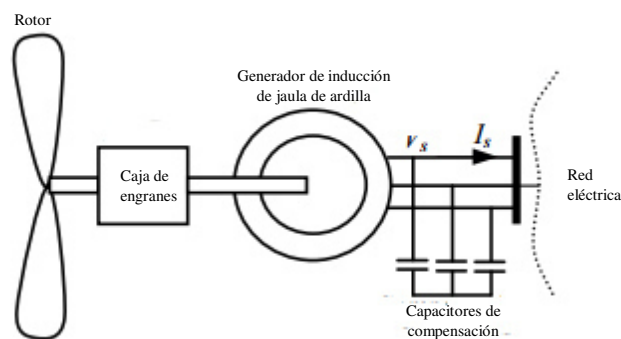


Figura 3.1 Modelo FSIG.

En la figura 3.2 se muestra la respuesta de este tipo de aerogenerador durante condición de falla trifásica, mientras que en la figura 3.3 se muestra la respuesta en condición de falla en la fase A (el estudio realizado a profundidad puede encontrarse en [III.2]).

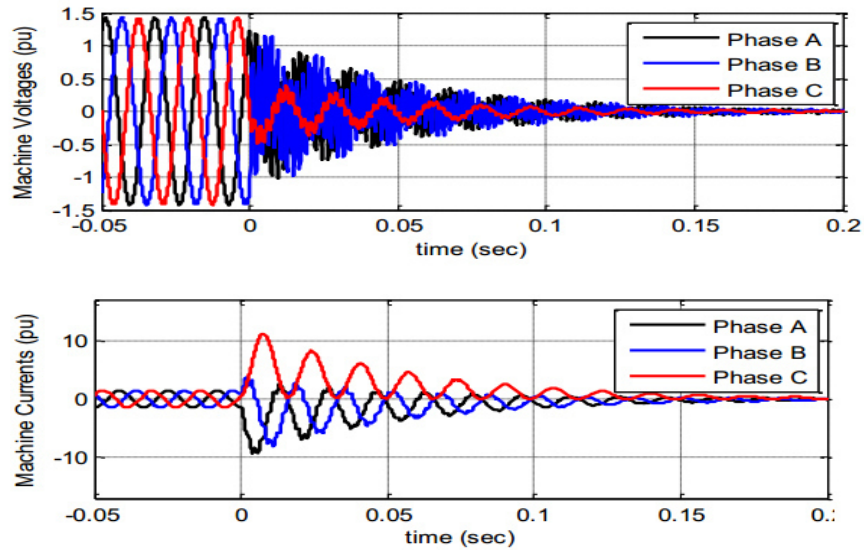


Figura 3.2 Voltajes y corrientes durante falla trifásica en FSIG.

Se presentan componentes de alta frecuencia en el voltaje y un considerable aporte de componente aperiódica exponencial decreciente en la corriente, ambos parámetros decaen con tendencia a cero.

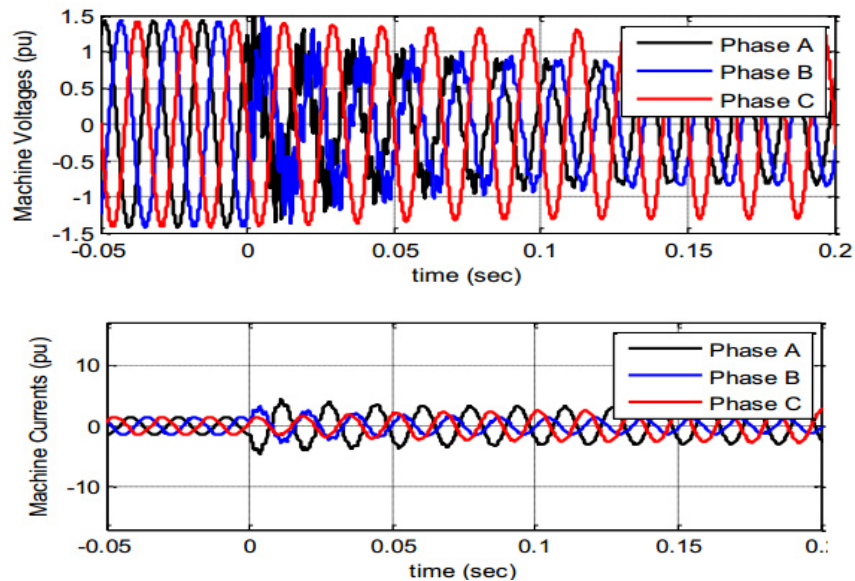


Figura 3.3 Voltajes y corrientes durante falla en fase A en FSIG.

Para la falla en la fase A se presentan componentes de alta frecuencia en los voltajes y corrientes por un breve periodo hasta que se llega a un estado estable, el voltaje “B” se ve afectado debido a la conexión interna del dispositivo.

3.2.2 Generador de inducción doblemente alimentado [Double Fed Induction Generator(DFIG)]

Compuesto por un generador de inducción de rotor devanado donde tanto el estator como el rotor son alimentados (figura 3.3), entre las ventajas que presenta se tiene que es controlable tanto en potencia activa y reactiva, presenta una gran inercia en el rotor lo que suaviza las variaciones de velocidad del viento y por lo tanto se tiene un menor número de fluctuaciones en la potencia de salida y la más importante de todas es la habilidad de permanecer en marcha durante la falla sin interrumpir su operación.

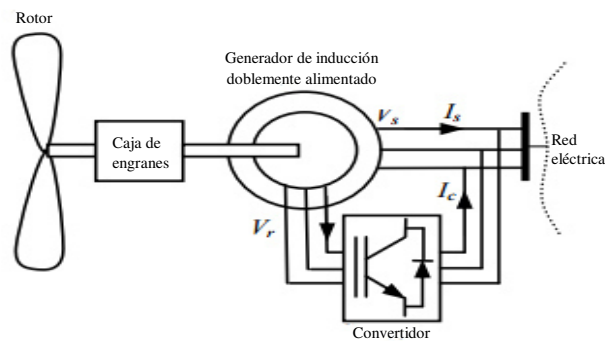


Figura 3.4 Modelo DFIG.

La figura 3.4 muestra el modelo utilizado para la evaluación de la operación de los relevadores, este modelo considera que la velocidad del viento, la posición del alabe de la turbina, la potencia mecánica entregada por la turbina y tanto la potencia activa como reactiva son constantes, ya que sus dinámicas de cambio son muy lentas a comparación del tiempo de respuesta de los relevadores; En este modelo la central eólica es modelada como una sola turbina, así como impedancias equivalentes a la sumatoria de todos los aerogeneradores que comprendan el parque[III.3].

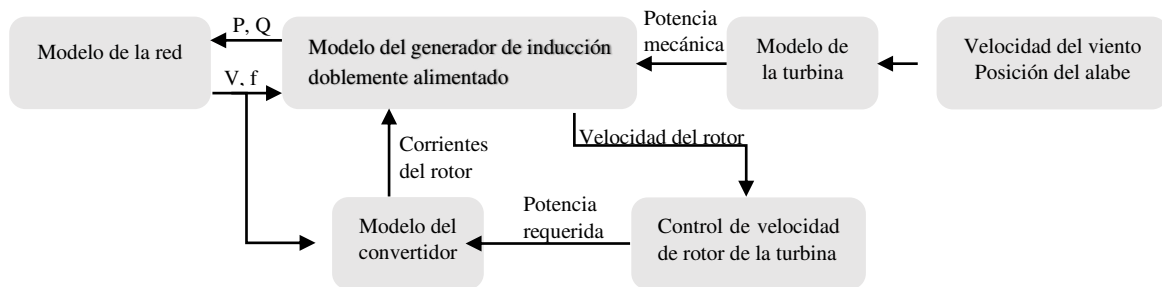


Figura 3.5 Modelo (DFIG) para el análisis de protección.

En la figura 3.5 se muestra el comportamiento típico de la corriente para este tipo de aerogenerador durante una falla trifásica, claramente puede observarse la presencia de componentes frecuenciales distintas a la fundamental, además de la componente aperiódica exponencial decreciente (estudio a detalle en [III.2]).

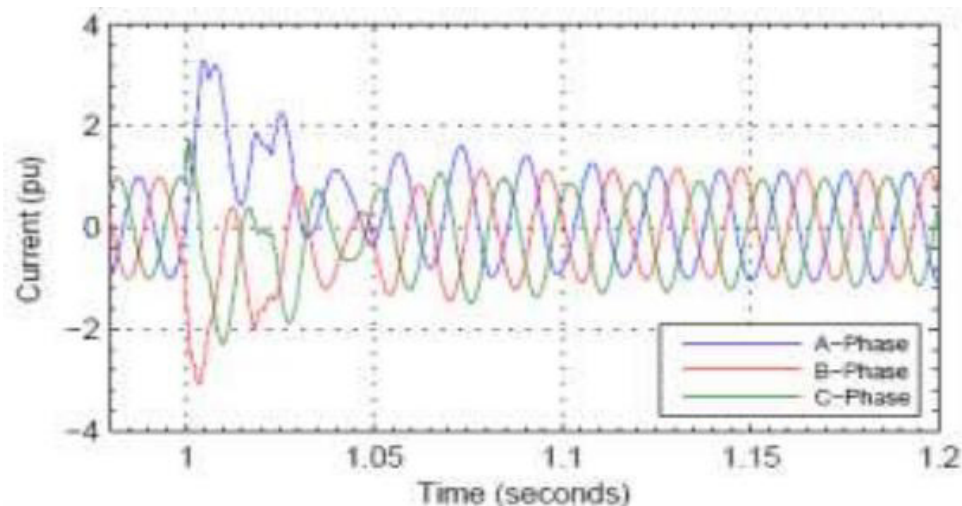


Figura 3.6 Corrientes durante falla trifásica en DFIG.

3.3 Requerimientos de interconexión

Para la interconexión entre la red eléctrica y la fuente de generación distribuida no convencional (eólica en este caso), deben cumplirse ciertos requisitos, los cuales se mencionan a continuación:

- En estado estable el parque eólico debe operar y mantenerse operando ante fluctuaciones que no excedan el 5% de la tensión nominal y hasta un 10% para condiciones de emergencia.
- Para frecuencias menores a 57.5 Hz o superiores a 62 Hz la central deberá ser desconectada instantáneamente de la red.
- El nivel máximo permitido de distorsión armónica en la tensión (THD) del punto de interconexión es de 3% total, esta distorsión será medida como una sumatoria de todas las armónicas y se realizara de manera individual cuando se exceda la distorsión máxima permitida.

En la tabla 3.1 se muestra el porcentaje permitido del armónico con respecto a la fundamental en el punto de interconexión.

Tabla 3.1 Niveles de armónicas permisibles en la tensión.

Orden de la armónica	Nivel de armónica par (% de la tensión fundamental)	Orden de la armónica	Nivel de armónica impar (% de la tensión fundamental)
2	1.40	3	2.00
4	0.80	5	2.00
6	0.40	7	2.00
8	0.40	9	1.00
10	0.35	11	1.50
12	0.32	13	1.50
14	0.30	15	0.30
16	0.28	17	1.20
18	0.27	19	1.07
20	0.26	21	0.89
22	0.25	23	0.82
24	0.24	25	0.70
26	0.23	27	0.66
28	0.23	29	0.20
30	0.22	31	0.58
32	0.22	33	0.55
34	0.22	35	0.20
36	0.21	37	0.50
38	0.21	39	0.20
40	0.21	41	0.50
42	0.21	43	0.47
44	0.20	45	0.20
46	0.20	47	0.43
48	0.20	49	0.42
50	0.20		

Cabe señalar que el THD solamente contempla las componentes armónicas presentes en la señal, componentes como lo son las subarmónicas e interarmónicas no son consideradas en este cálculo [III.4].

3.4 Redes inteligentes

Las redes eléctricas convencionales se han ido transformando con la finalidad de ser más eficientes, trayendo consigo beneficios en cuestiones de eficiencia, economía, confiabilidad, ambiental, seguridad y protección. Las redes inteligentes deben de estar integradas por: comunicaciones, electrónica de potencia y sistemas de control.

Las redes inteligentes requieren que los usuarios sean activos, esto quiere decir que los flujos de potencia en la red sean dinámicos y puedan intercambiarse entre el consumidor y los proveedores locales de energías renovables [III.5-6].

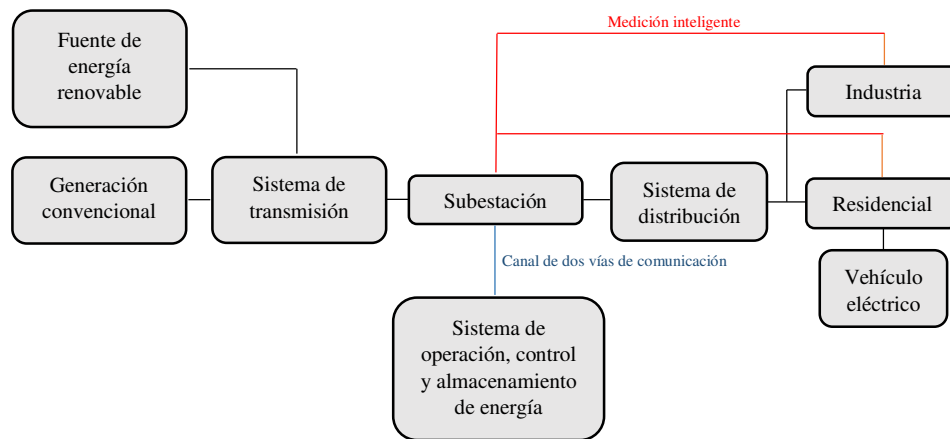


Figura 3.7 Red Inteligente.

En la figura 3.7 se muestra un diagrama que representa la estructura de las redes inteligentes, la cual propone que se tengan medidores bidireccionales con la finalidad de disponer tanto la energía de los proveedores como la energía proveniente de los usuarios, esta información será utilizada en el sistema de operación y control para realizar simulaciones de posibles escenarios y automatizar de esta forma las acciones que se tendrán en las redes de distribución.

Los beneficios de las redes inteligentes pueden definirse de la siguiente manera:

- **Confiabilidad:** puede reducir el costo de las interrupciones y perturbaciones en la calidad de potencia además de reducir la probabilidad y las consecuencias de apagones generalizados.
- **Economía:** custodia de los precios a la baja sobre los precios de la electricidad, lo que reduce la cantidad pagada por los consumidores en comparación con el esquema tradicional y también la creación de nuevos puestos de trabajo.
- **Eficiencia:** con la integración de fuentes de energía renovables y energías alternativas, se deduce el costo de producir energía.
- **Ambiental:** el cambio climático que enfrenta actualmente el mundo entero fomenta el uso de las energías renovables como recursos de generación de energía. Este esfuerzo puede reducir las emisiones en comparación con el esquema tradicional, permitiendo una mayor penetración de las energías renovables y mejorar la eficiencia en la generación, distribución y consumo de energía.
- **Seguridad:** se gana la reducción de la probabilidad y consecuencias de los ataques hechos por el hombre y los desastres naturales.
- **Protección:** reducción de riesgos inherentes en un sistema eléctrico energizado, así como el tiempo en que es expuesto a estos riesgos.

Estos beneficios se logran gracias al acoplamiento de las 3 disciplinas mencionadas anteriormente a continuación se da una breve descripción de la interacción de estas áreas con los sistemas eléctricos.

3.4.1 Tecnologías de comunicación

Un canal de comunicación óptimo debe asegurar que la información transferida en la red es segura, del mismo modo esta información debe contener el consumo de energía por los usuarios y el estado de la red sin presentar manipulaciones o errores de cálculo. Los factores que deben considerarse en un canal de comunicación de costo eficiente son que provea un buen rango de transferencia, buenas características de seguridad, ancho de banda, calidad de energía y menor número de repeticiones (un ejemplo sería la tecnología de bluetooth, gps, etc).

La inteligencia distribuida en la red inteligente se refiere a obtener la información tanto en el punto de distribución como en el punto de consumo de la energía por medio de medidores inteligentes los cuales son capaces de procesar y analizar al mismo tiempo, de manera que se pueden tomar decisiones en sobre terreno de que es y no es importante, basándose en el análisis de la información.

Un medidor inteligente es considerado un dispositivo que incluye medición bidireccional, infraestructura de comunicación y dispositivos de control, debe ser capaz de comunicar y ejecutar comandos de manera tanto local como remota.

La información recolectada es una combinación de parámetros como identificador de medidor, fecha y hora de la muestra y valores de consumo de energía, estos medidores están programados de tal manera que solamente la energía consumida proveniente de la compañía suministradora es cobrada, mientras que la proveniente de fuentes de generación distribuida o dispositivos de almacenamiento de los mismos consumidores no es cobrada.

3.4.2 Electrónica de potencia y sistemas de control

Otro elemento importante en la aplicación de las redes inteligentes es la electrónica de potencia, la energía proveniente de fuentes como solar, eólica, biomasa e hidro deben de ser convertidos a la frecuencia fundamental del sistema antes de alimentar la carga, por lo tanto son necesarios los convertidores electrónicos de potencia como circuitos de interfaz entre fuentes de energía renovable, elementos de almacenamiento, la red de suministro y

los clientes, de manera que cada vez son más importantes para el control de potencia, ahorro de energía y confiabilidad del sistema.

Las fuentes de energías renovables ofrecen ventajas ambientales y económicas en la producción de energía en comparación de los sistemas convencionales de combustible fósil, además las energías renovables provienen de fuentes que pueden ser utilizadas en muchas aplicaciones como villas y áreas rurales o zonas que se encuentren muy alejados de las plantas generadoras.

Las granjas solares necesitan de inversores en varias topologías para asegurarse que la conversión de la energía pueda realizarse, a su vez el inversor necesita de un control para el proceso de conmutación de los interruptores controlados con eficiencia, de manera que tanto inversor como controlador deben trabajar en conjunto para cubrir la demanda requerida.

Los parques eólicos necesitan convertidores electrónicos para convertir el voltaje variable en magnitud y frecuencia, en un voltaje fijo con frecuencia fija, los puntos críticos de los controladores de los inversores generalmente son: el voltaje en la salida debe tener poca distorsión armónica para cargas lineales o no lineales, rápida respuesta al cambio de carga y error de estado estable lo más pequeño posible.

3.5 Nuevas tendencias

Con la incorporación de la electrónica de potencia a los sistemas eléctricos han surgido tendencias como lo son las protecciones dinámicas las cuales con la ayuda de medición externa o mediante ajustes en sus características en tiempo real son capaces de discriminar una operación en falso a consecuencia de los nuevos escenarios que pueden presentarse dentro del sistema y son propuestas viables para la solución del problema que se enfrenta.

3.5.1 Protección de área amplia

Uno de los mejores métodos para mantener la estabilidad y la confianza es la protección de área amplia, en este esquema toda la información recolectada tanto al final de las líneas como en las subestaciones son enviadas al centro de control, de manera que para condiciones cercanas a la inestabilidad el sistema de área amplia seleccionara apropiadamente la combinación de interruptores a disparar [I.9].

A medida que las redes eléctricas se vuelven más grandes el número de interconexiones aumenta y los sistemas convencionales de protección no son capaces de satisfacer las necesidades de confiabilidad y selectividad del sistema. La incorporación de la tecnología GPS permite que los parámetros obtenidos sean sincronizados de manera que se elimina el efecto de retraso entre muestras, una vez que la información es sincronizada los principios de protección son aplicados de manera que primero deben de aislar la región que se encuentra bajo falla y posteriormente prevenir eventos indeseados como lo son colapsos de voltaje o apagones.

Se puede tener una función muy parecida a la protección diferencial dentro del esquema de área amplia con la comparación de corrientes al final de las líneas, si la corriente de entrada al circuito difiere significativamente de la corriente de salida, se considera condición de falla y el elemento es aislado de la red con el disparo de los interruptores asociados a él.

3.5.2 Protección adaptable

Existen infinidad de propuestas para que la característica del tipo pendiente se adapte a los distintos escenarios que se presentan en la red, por ejemplo la adaptación de la pendiente a un cambio de tap en el transformador de potencia, esto es posible mediante la implementación de un sensor en el transformador que dictamine la posición del tap de manera que al haber un cambio en el tap la pendiente se modifica para cubrir los posibles errores que puedan generarse.

Varios estudios y simulaciones han revelado que para fallas internas del transformador en la bobina de alta tensión cerca del 20% del devanado son identificadas como fallas de alta impedancia y se verán reflejadas en la parte baja de la pendiente llamada región 1, mientras

que fallas que ocurren entre el 20-45% del devanado de alta tensión y del 10-25% del devanado de baja tensión se presentan en la parte media de la pendiente llamada región 2, la región 3 queda determinada para fallas entre 45-100% del devanado de alta tensión y generalmente la corriente de operación será mayor a 3.5 pu, la figura 3.8 muestra la característica del tipo pendiente con estas modificaciones [III.7].

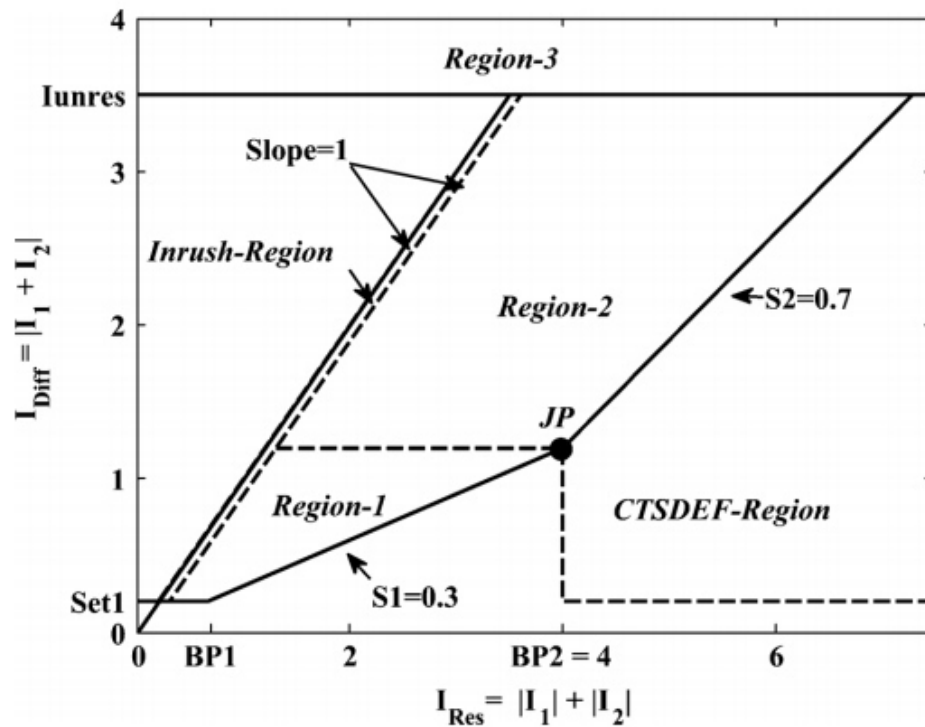


Figura 3.8 Diferentes regiones propuestas.

Con la incorporación de estas características al criterio de operación de la protección es posible que se tenga una evaluación dinámica del sistema que está en constante cambio y de manera más certera el relevador tome la decisión correcta al presentarse algún disturbio.

3.6 Comportamiento de la protección diferencial en sistemas modernos

Se presenta a continuación el caso en el cual la protección diferencial opera en falso debido a la presencia de componentes subarmónicas y/o interarmónicas.

3.6.1 Caso 1

Ejemplo de operación en falso debido a componentes frecuenciales de 25 Hz (161% de la fundamental) y 250Hz (47.6% de la fundamental) para I_1 , estas componentes son inyectadas al sistema de la figura 2.9 por medio de fuentes de corriente en el lado de alta tensión, los resultados mostrados son los correspondientes a la fase A.

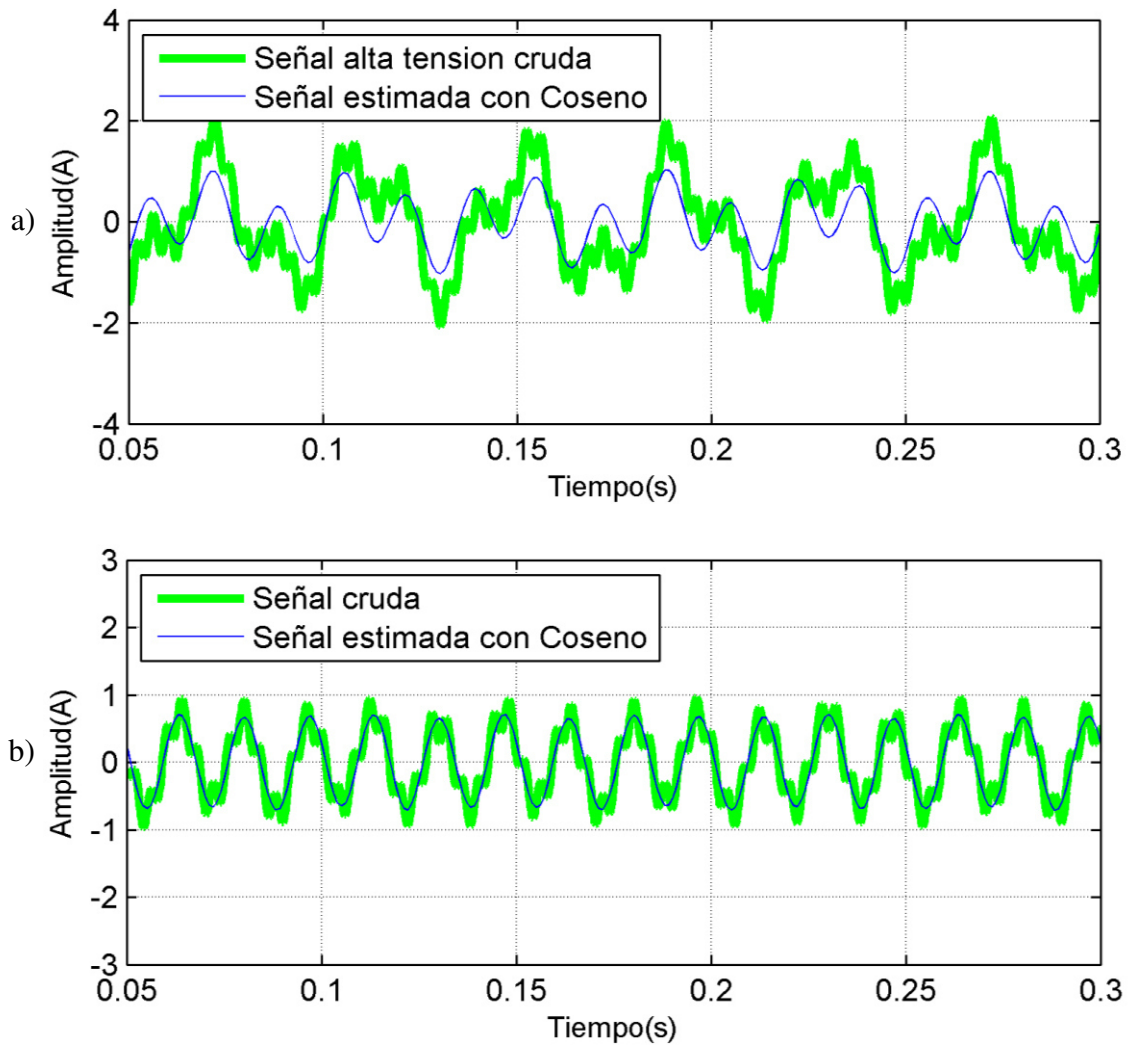


Figura 3.9 a) Corriente I_1 b) Corriente I_2 (Caso 1).

La figura 3.9 presenta la señal cruda así como su fasor fundamental estimado por medio del filtro coseno, como puede observarse claramente en el caso de la corriente I_1 el fasor fundamental estimado presenta un error considerable lo cual lleva a la protección a operar en falso, cabe señalar que la protección diferencial basa su principio de operación en la característica de tipo pendiente y no en el plano alfa, por esta razón la protección opera a pesar de que el plano alfa discrimina este escenario (esto se muestra en la figura 3.10).

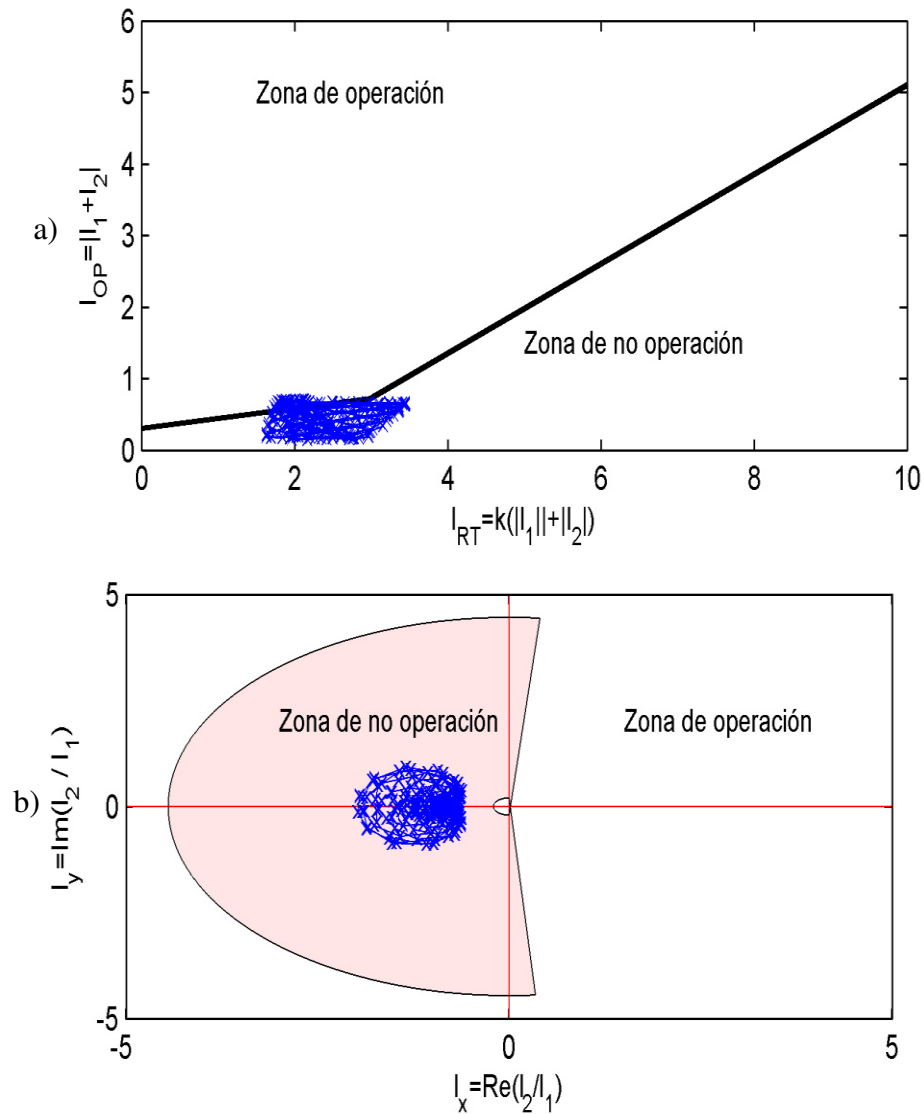


Figura 3.10 a) Comportamiento de señal contaminada con componentes subarmónicas e interarmónicas en característica tipo pendiente b) Comportamiento de señal contaminada con componentes subarmónicas e interarmónicas en plano alfa-beta.

3.6.2 Caso 2

Al igual que en el caso 1 (todos los porcentajes están en base a la componente fundamental), se inyectan corrientes del lado de alta tensión de 150Hz (55%), 260Hz (33.76%), 320Hz (38.13%), mientras que en el lado de baja tensión se tendrá un espectro conformado por 150Hz (7.05%), 260Hz (21.23%), 320Hz (15.59%). De tal manera que se tiene un error en la estimación de la componente fundamental, el cual se muestra en la figura 3.11.

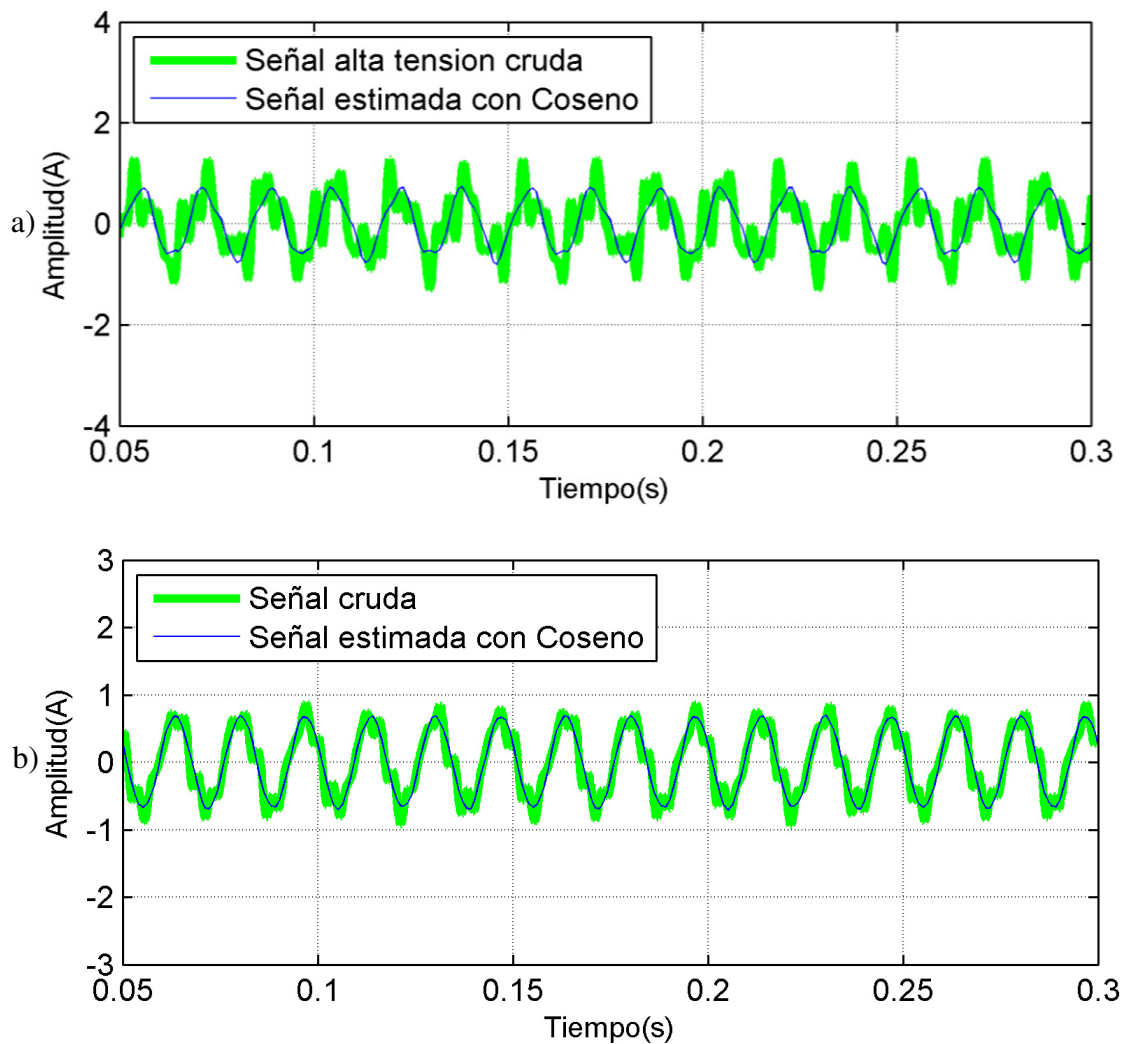


Figura 3.11 a) Corriente I_1 b) Corriente I_2 (Caso 2)

En la figura 3.12 se muestra el comportamiento de las corrientes del sistema dentro de la característica del tipo pendiente y el plano alfa-beta, en ambas herramientas se presenta un error, sin embargo no causa la operación incorrecta de la protección.

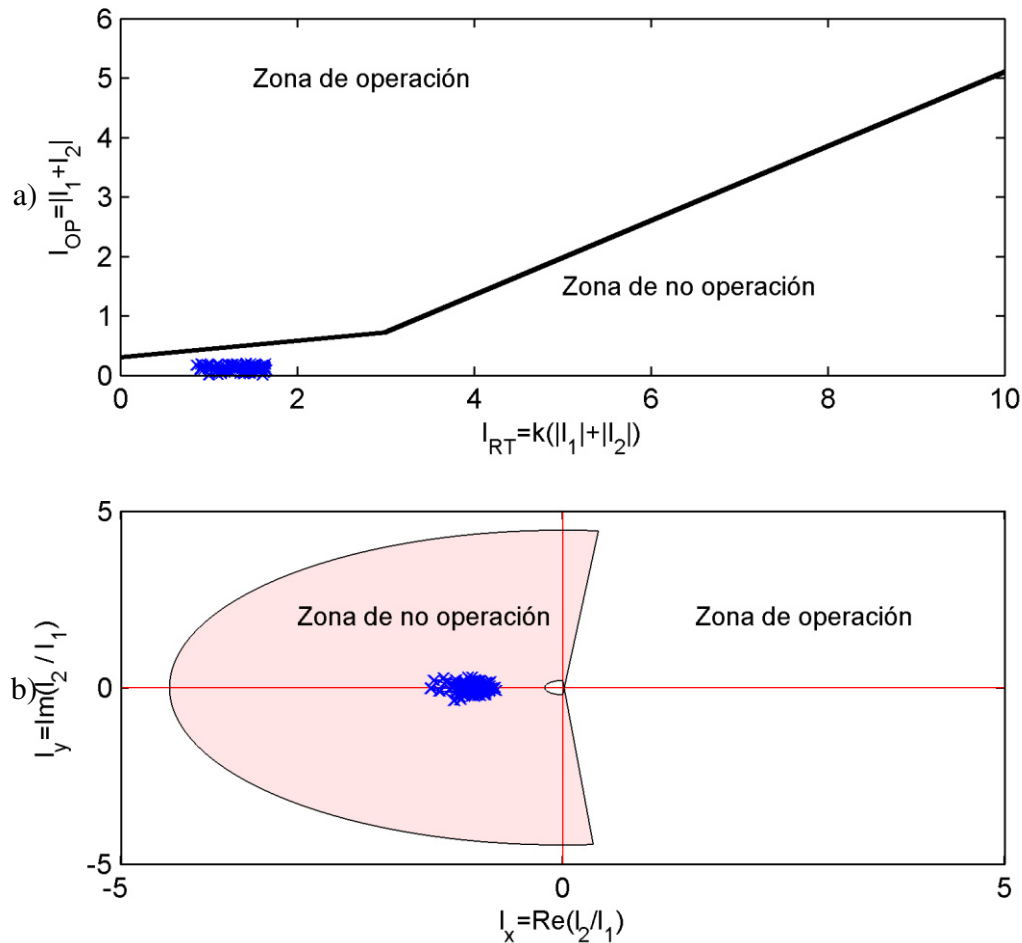


Figura 3.12 a) Comportamiento de señal contaminada con componentes interarmónicas en característica tipo pendiente b) Comportamiento de señal contaminada con componentes interarmónicas en plano alfa-beta.

3.6.3 Caso 3

Se tiene conectado en derivación al bus del sistema de la figura 2.10 un filtro monosintonizado con una capacitancia de $2.089 \times 10^{-4} \text{ F}$, una inductancia de 1.3461×10^{-4} y una resistencia de 0.0422, se muestra en la figura 3.13 la impedancia presentada en el sistema para diferentes valores frecuenciales, teniendo un punto resonante en 190 Hz, de manera que si se presentan corrientes y voltajes a esta frecuencia estos se amplificaran, para este caso se tiene la presencia de 190 Hz con un porcentaje de 49.42% antes de que el filtro

entre al sistema, una vez introduciendo el filtro al sistema la componente llega a un valor de 157%

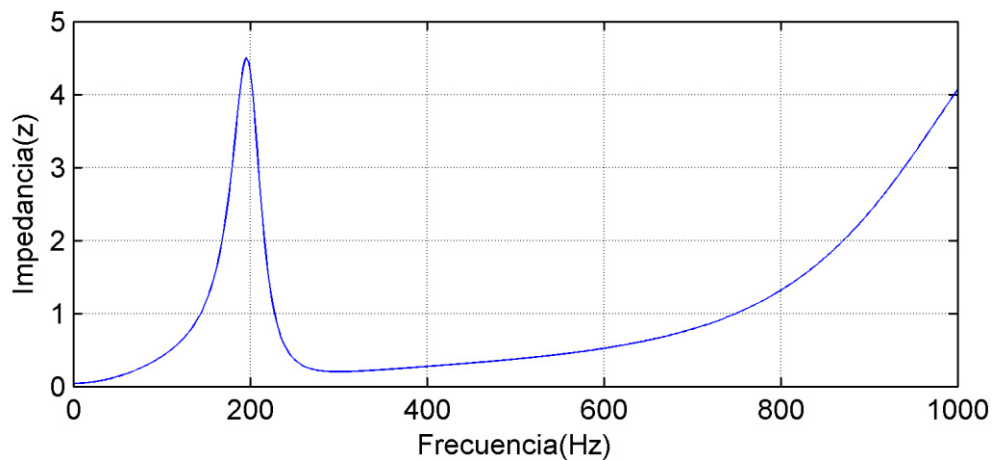
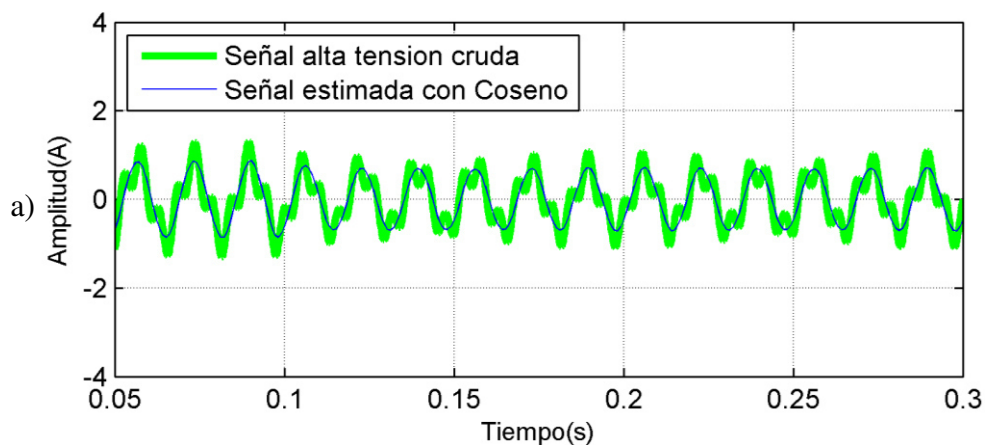


Figura 3.13 Impedancia contra Frecuencia para caso 3.

En la figura 3.13 se observa que el filtro está sintonizado para una frecuencia de 300 Hz, por esta razón la impedancia que se tienen para las componentes aleatorias es muy pequeña de manera que esas componentes serán eliminadas del sistema y serán convertidas en calor en el filtro, mientras que las frecuencias aleatorias al punto resonante amplificarán su magnitud [III.8-9]. Como se muestra en la figura 3.14 el filtro monosintonizado colocado en el punto de interconexión amplifica la componente de 190 Hz en el lado secundario, de manera que al momento de procesarse la señal en el filtro digital se obtiene un error en la estimación de esta componente.



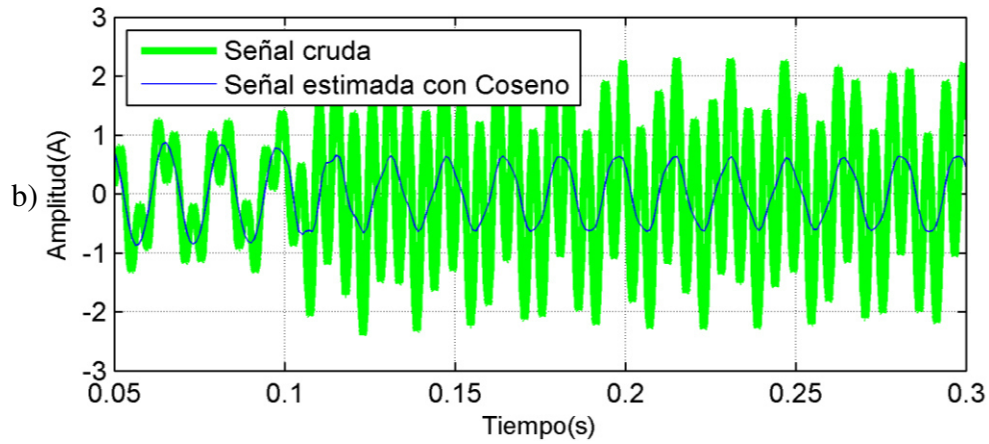


Figura 3.14 a) Corriente I_1 b) Corriente I_2 (Caso 3)

En la figura 3.15 se muestra el comportamiento de las corrientes dentro de la característica del tipo pendiente y el plano alfa-beta en ambos casos se obtiene un error en la estimación, pero sin llegar a ocasionar que la protección diferencial opere en falso.

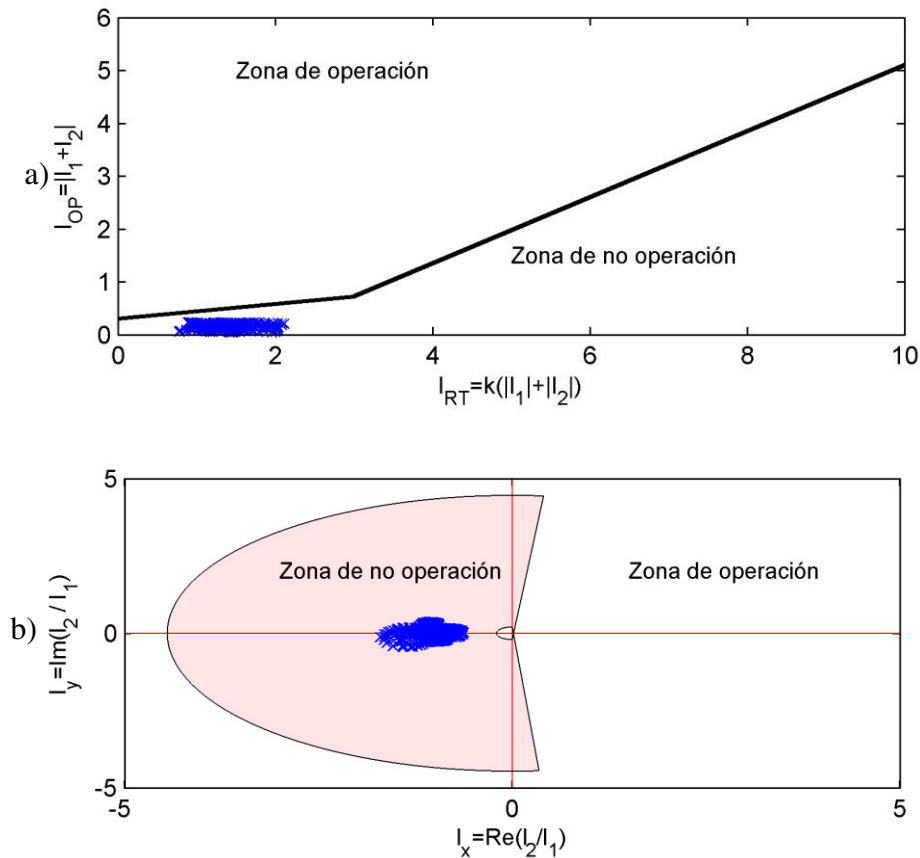


Figura 3.15 a) Comportamiento de señal durante resonancia en característica tipo pendiente
b) Comportamiento de señal durante resonancia en plano alfa-beta.

3.6.4 Caso 4

Se presenta el comportamiento cuando se tienen cargas no lineales, como en este caso se tiene una carga altamente contaminada de manera que las corrientes que circulan por la red tienen en su espectro (en porcentaje con respecto a la fundamental) 25Hz(157%), 150Hz(107%) y 190Hz(119%). En este caso cabe señalar y se comprueba de la figura 3.17 que al tenerse una carga no lineal y el sistema se encuentra en estado estable pueden presentarse grandes errores en la estimación, sin embargo estos errores se presentan en ambas corrientes de manera que se anulan uno con otro.

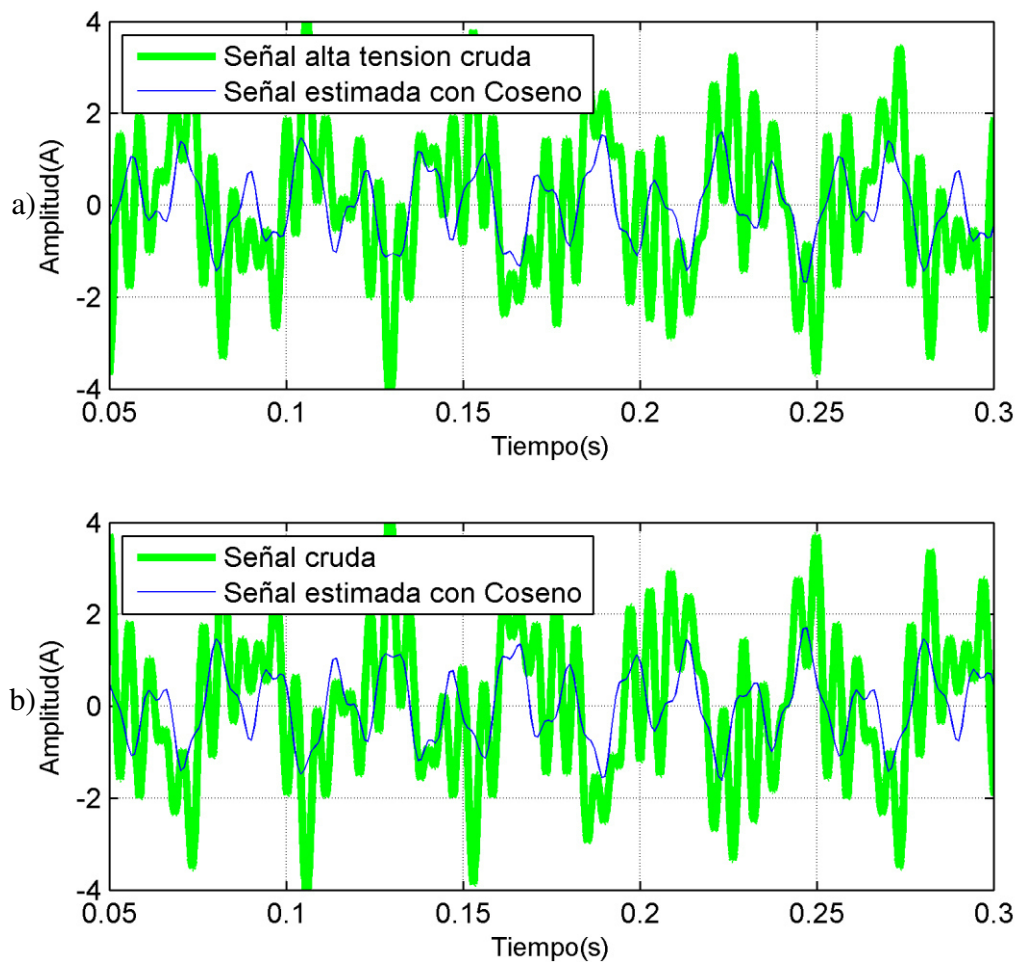


Figura 3.16 a) Corriente I_1 b) Corriente I_2 (Caso 4).

En la figura 3.16 presentan grandes errores en la estimación al tener la presencia de una carga lineal altamente contaminada.

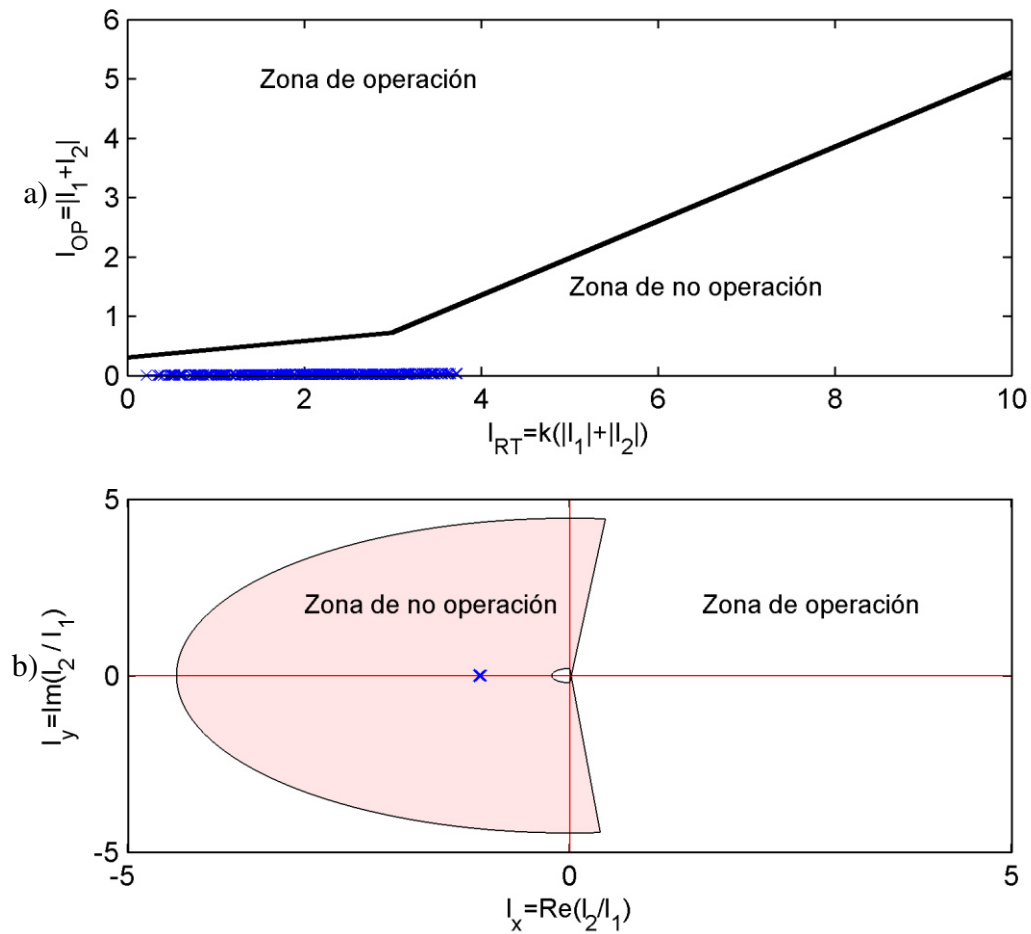


Figura 3.17 a) Comportamiento de señal en presencia de cargas no lineales en característica tipo pendiente
b) Comportamiento de señal en presencia de cargas no lineales en plano alfa-beta.

3.6.5 Caso 5

Se presenta una señal contaminada (figura 3.17) con la presencia de 40 Hz y 190Hz sin estar conectado el filtro monosintonizado (razón por la cual no se presenta resonancia), resultando en la operación en falso de la protección diferencial como puede observar en la figura 3.18 en la característica de tipo pendiente.

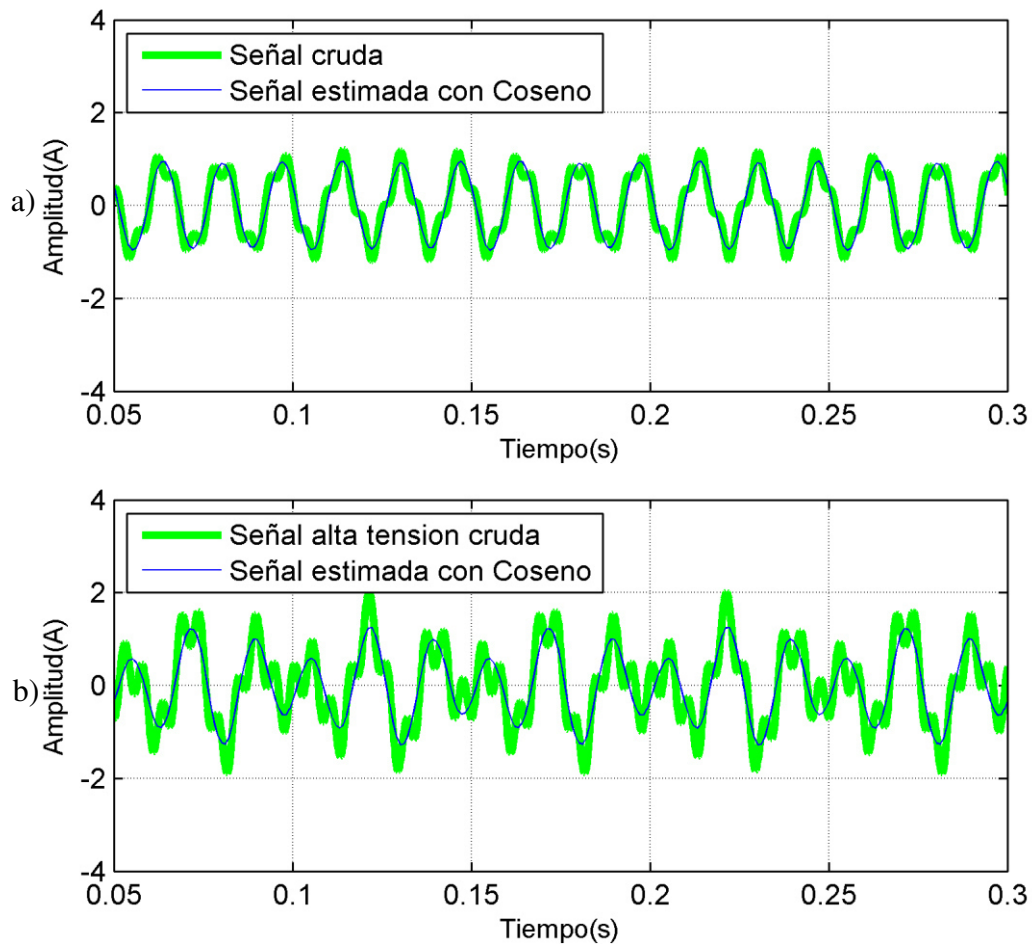


Figura 3.18 a) Corriente I_1 b) Corriente I_2 (Caso 4).

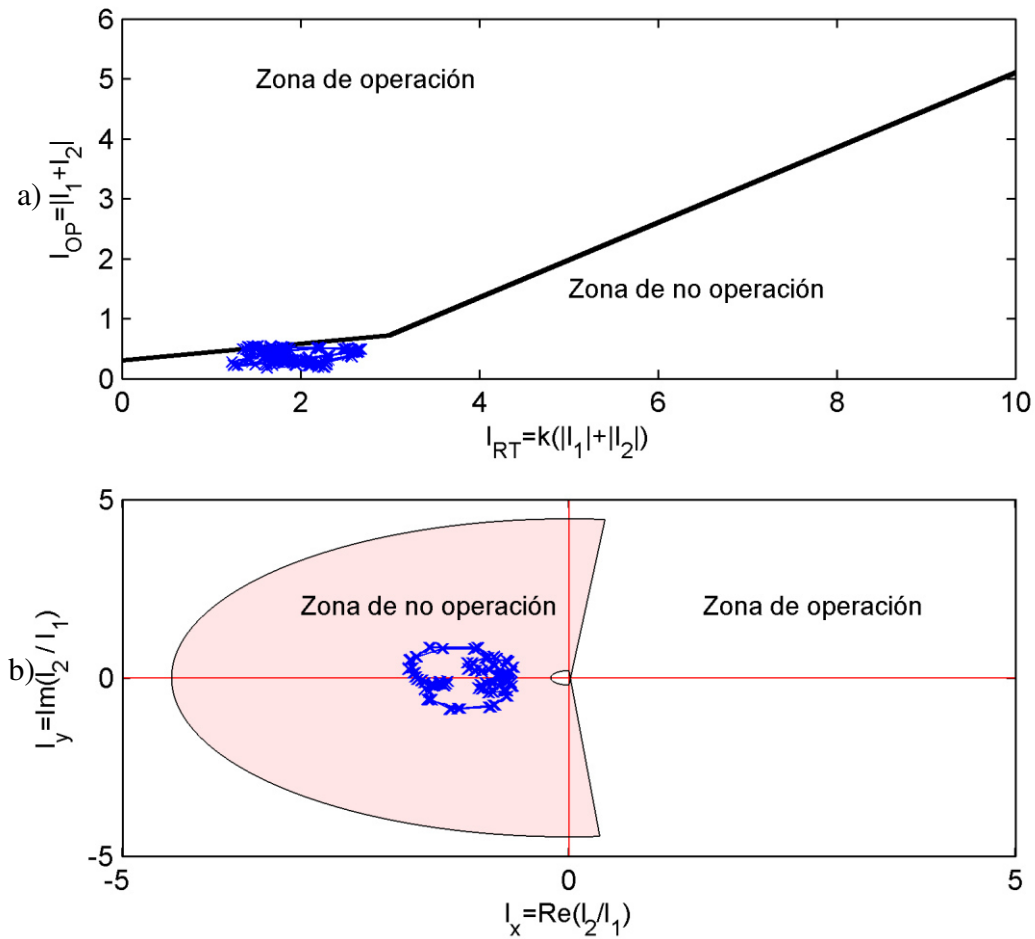


Figura 3.19 a) Comportamiento de señal en característica tipo pendiente b) Comportamiento de señal en plano alfa-beta.

3.7 Conclusiones del capítulo.

- Las cargas no lineales con componentes interarmónicas no interfieren en la operación incorrecta del relevador.
- La condición más crítica que puede presentarse es una combinación de resonancia en una componente subarmónica, pudiendo causar la operación en falso de la protección ya sea en estado estable o durante una falla externa con saturación presente en el transformador de corriente.
- Se puede adaptar la característica del tipo pendiente de manera que esta misma aumente dependiendo del grado de contaminación de la señal.

Capítulo 4

PRONY

4.1 Introducción

Aunque fue desarrollado en 1795 por Gaspard Riche de Prony fue hasta 1990 que se introdujo el análisis por el método de Prony a los sistemas de potencia en el área de transitorios y raramente es utilizado para análisis de calidad de energía.

Cuando se disponen de datos de muestras que corresponden a un proceso de superposición de dos o más señales amortiguadas o simples (no amortiguadas), de períodos desconocidos y se desea analizar este proceso, entonces los datos pueden ser modelados por una combinación lineal de términos exponenciales complejos.

El procedimiento original de Prony ajusta exactamente una curva de M términos exponenciales (cada término tiene dos parámetros), una amplitud A_n y un factor σ_n , donde $A_n e^{\sigma_n t}$ para $2M$ de datos medidos. Para el caso donde solamente se desea un ajuste aproximado con M exponenciales para un conjunto de N muestras, tal que $N > 2M$, se utiliza un procedimiento de estimación de mínimos cuadrados, Este procedimiento es llamado método de Prony extendido.

4.2 Formulación

El método de Prony [IV.1] extendido ajusta una combinación lineal de términos exponenciales a una señal $y(t)$, donde cada término está compuesto de cuatro componentes: amplitud A_n , factor de amortiguamiento σ_n , frecuencia f_n (hertz) y ángulo θ_n (radianes). Cada término exponencial con una frecuencia diferente es visto como un modo único de la señal original $y(t)$. Los cuatro elementos de cada modo pueden ser identificados a partir de la representación del espacio de estado de un registro de datos con muestreo fijo. El intervalo entre muestras es definido T .

$$y(t) = \sum_{n=1}^N A_n e^{\sigma_n t} \cos(2\pi f_n t + \theta_n) \quad n = 1, 2, 3, 4 \dots N. \quad (4.1)$$

Utilizando el teorema de Euler y el valor de tiempo total $t=MT$, las muestras $y(t)$ se describen:

$$y_M = \sum_{n=1}^N B_n \lambda_n^M \quad (4.2)$$

$$B_n = \frac{A_n}{2} e^{j\theta_n} \quad (4.3)$$

$$\lambda_n = e^{(\sigma_n + j2\pi f_n)T} \quad (4.4)$$

A partir de los siguientes valores mostrados en la tabla 4.1 de un periodo en la ventana de muestreo se ejemplifican los 3 pasos en los que se divide el método de Prony:

Tabla 4.1 Valores instantáneos de ventana de muestreo.

Ventana de datos
-0.6034
-0.3128
-0.3861
-0.4683
-0.2420
-0.1626
-0.5125
-0.7984
-0.7854
-0.9507
-1.3905
-1.5372
-1.3064
-1.2217
-1.2588
-0.8964

1.- Se calculan los coeficientes del modelo de predicción lineal (LPM) (5). El modelo de predicción lineal de orden N (4.5), se construye con la señal muestreada $y(t)$ de longitud M.

$$y_M = a_1 y_{M-1} + a_2 y_{M-2} + \dots + a_N y_{M-N} \quad (4.5)$$

La estimación de los coeficientes LPM a_n es muy importante para la determinación de la frecuencia, amplitud, amortiguamiento y ángulo de fase de una señal. Para estimar los coeficientes de una manera precisa se pueden utilizar diferentes algoritmos. Es posible obtener una representación matricial de la señal a varios periodos de muestreo escribiendo secuencialmente la predicción lineal de y_M de manera iterativa. Invertiendo la representación matricial, se pueden obtener los coeficientes a_n , como se muestra en 4.6. Se utiliza la descomposición de valor singular (SVD) para la inversión de la matriz obtenida de los coeficientes LPM.

$$\begin{bmatrix} y_N \\ y_N \\ \vdots \\ y_{M-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{N-1} & y_{N-2} & \dots & y_0 \\ y_N & y_{N-1} & \dots & y_1 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ y_{M-2} & y_{M-3} & \dots & y_{M-N-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a_1 \\ a_2 \\ \vdots \\ a_N \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

Tabla 4.2 Coeficientes LPM.

Orden	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	1.0	1.6	1.7	2.0	3.1	3.7	2.8	2.5	1.5	1.3	0.9	0.5	0.4	0.4	0.1
	0.0	-0.7	-1.1	-1.9	-4.1	-6.1	-2.8	-2.1	0.0	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1
	0.0	0.0	0.3	1.9	4.1	6.8	1.3	1.2	-0.1	0.1	0.3	0.3	0.4	0.3	0.1
	0.0	0.0	0.0	-1.2	-3.4	-6.1	0.1	-0.7	-0.4	-0.4	0.1	0.2	0.3	0.3	0.1
	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	3.7	-1.8	-0.5	-0.7	-0.9	-0.4	-0.2	-0.2	-0.1	0.1
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-1.0	2.3	0.6	-0.1	-0.2	-0.5	-0.3	-0.3	-0.3	0.1
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.9	0.5	0.8	0.8	0.0	-0.1	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.5	0.5	0.5	0.2	-0.1	-0.1	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.7	-0.2	0.0	-0.4	-0.4	-0.3	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.3	0.1	-0.2	-0.2	-0.3	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	0.1	0.1	0.1	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.2	-0.2	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

En la tabla 4.2 se muestran los coeficientes obtenidos a medida que se va aumentando el orden.

2.- Las raíces del polinomio λ_n del polinomio característico (4.7) asociadas con el modelo de predicción lineal son obtenidas. El factor de amortiguamiento σ_n y la frecuencia f_n son obtenidas en 4.8 y 4.9 respectivamente (Se muestra en las tablas 4.3, 4.4 y 4.5 los resultados obtenidos para el decimo orden al ser el que presenta el mejor estimado en este caso).

$$\lambda^N - a_1\lambda^{N-1} - \dots - a_{N-1}\lambda - a_N = (\lambda - \lambda_1)(\lambda - \lambda_1) \dots (\lambda - \lambda_1) \quad (4.7)$$

Tabla 4.3 Raíces de un polinomio de decimo orden.

λ
0.9873 + 0.1588i
0.9873 - 0.1588i
0.9238 + 0.3826i
0.9238 - 0.3826i
-0.0735 + 0.9972i
-0.0735 - 0.9972i
-0.4762 + 0.5829i
-0.4762 - 0.5829i
-0.7198 + 0.2304i
-0.7198 - 0.2304i

$$\sigma_n = \frac{\ln|\lambda_n|}{T} \quad (4.8)$$

Tabla 4.4 Coeficientes de amortiguamiento para decimo orden.

σ_n
-1.54E-10
-1.54E-10
8.53E-12
8.53E-12
-4.26E-13
-4.26E-13
0
0
0
0

$$f_n = \frac{\tan^{-1} \left[\frac{Im\{\lambda_n\}}{Re\{\lambda_n\}} \right]}{2\pi T} \quad (4.9)$$

Tabla 4.5 Frecuencias para decimo orden.

f_n
24
-24
60
-60
251
-251
344
-344
0
0

3.- Las magnitudes y ángulos de fase de la señal son obtenidos utilizando el método de mínimos cuadrados. A partir de (4.2), se llega a 4.10 utilizando las raíces obtenidas:

$$Y = \Phi B \quad (4.10)$$

$$Y = [y_0 y_1 \dots y_{M-1}]^T \quad (4.11)$$

$$\Phi = \begin{bmatrix} 1 & 1 & \dots & 1 \\ \lambda_1 & \lambda_2 & \dots & \lambda_N \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \lambda_1^{M-1} & \lambda_1^{M-2} \dots & \lambda_N^{M-1} \end{bmatrix} \quad (4.12)$$

$$B = [B_0 B_1 \dots B_N]^T \quad (4.13)$$

Al obtener las variables de B_n , es posible obtener las magnitudes y ángulos de fase, utilizando la ecuación (4.3), tenemos (en la tabla 4.6 y 4.7 se muestran los resultados obtenidos para un décimo orden):

$$A_n = |B_n| \quad (4.14)$$

Tabla 4.6 Amplitudes para decimo orden.

A_n
5.33E-01
5.33E-01
3.29E-01
3.29E-01
8.58E-02
8.58E-02
1.00E-07
1.00E-07
1.00E-07
1.00E-07

$$\theta_n = \tan^{-1} \left[\frac{Im\{\lambda_n\}}{Re\{\lambda_n\}} \right] \quad (4.15)$$

Tabla 4.7 Ángulos para decimo orden.

θ_n
1.95E+00
-1.95E+00
-1.87E+00
1.87E+00
-1.66E+00
1.66E+00
1.00E-05
1.00E-05
1.00E-05
1.00E-05

A partir de los parámetros de frecuencia, ángulo de fase, amplitud y factor de amortiguamiento se reconstruye la señal utilizando (4.1), la señal reconstruida $\tilde{y}(t)$ usualmente no será exacta a la señal original $y(t)$.

4.3 Aplicación de Prony en protecciones

Los relevadores convencionales utilizan el filtro coseno con la finalidad de eliminar las componentes distintas a la fundamental que se encuentren en la señal, sin embargo no son capaces de eliminar en su totalidad las componentes subarmónicas e interarmónicas presentes en la señal. El método de Prony en cambio es capaz de detectar cualquier componente frecuencial presente en la señal.

Partiendo de lo anteriormente mencionado en la sección 4.2 al momento de tener las estimaciones serán iguales a $M-1$ de tal manera que para una $M=16$ se tendrán 15 estimaciones de la señal $y(t)$, una manera de seleccionar la estimación optima es por medio de la determinación del error de cada muestra (4.16) y posteriormente obtener el porcentaje de error promedio (%ep) de la estimación (4.17).

$$error = \frac{|\tilde{y}(n) - y(n)|}{|y(n)|} \quad (4.16)$$

$$\%ep = \frac{\sum error}{M} \quad (4.17)$$

Una vez obtenidos los %ep de todos los órdenes se elige el orden de menor porcentaje de error promedio para posteriormente tomar magnitud y ángulo asociados a la frecuencia fundamental. La figura 4.1 muestra el procesamiento que recibe la señal para la estimación de la componente fundamental por medio del método de Prony optimizando el proceso eliminando partes innecesarias y que requieren tiempo para su procesamiento.

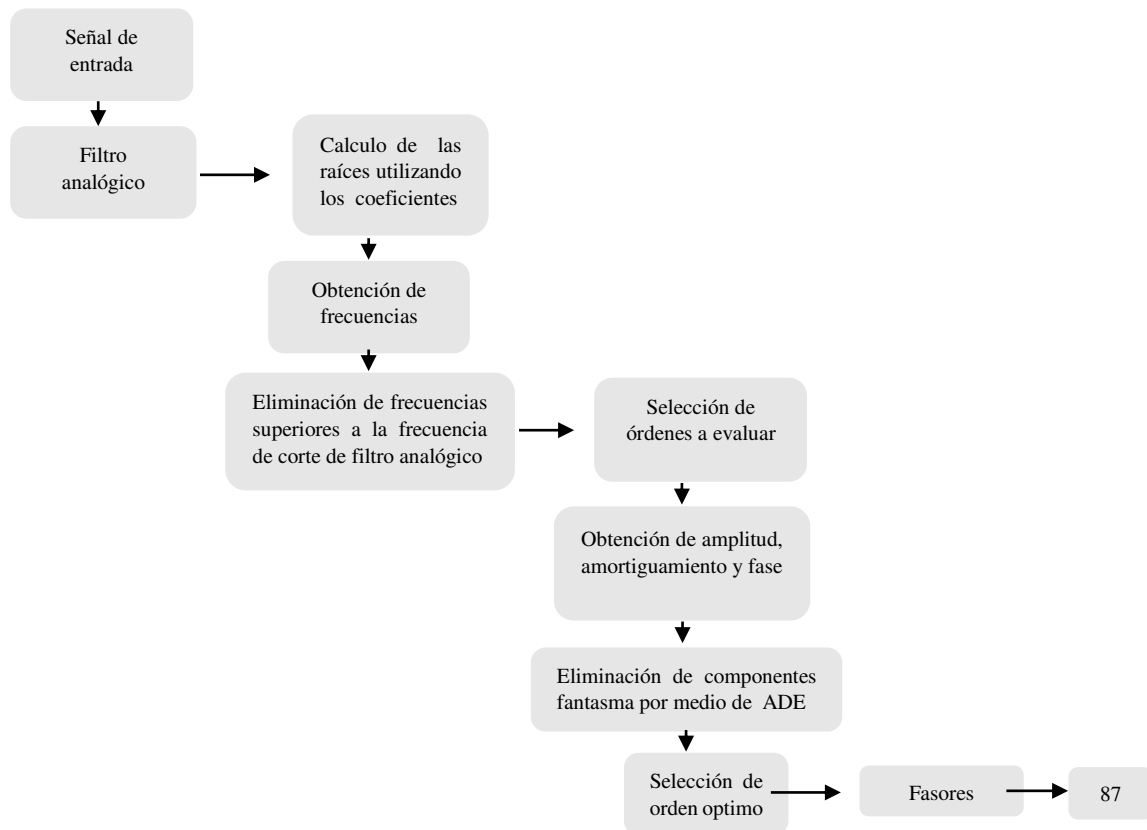


Figura 4.1 Procesamiento de la señal por medio de Prony.

La señal de entrada son las corrientes obtenidas en el lado secundario de los transformadores de corriente a continuación se detalla paso a paso el procesamiento que se le da a la señal para estimar el fasor por medio de Prony.

4.3.1 Obtención de frecuencias

La señal de entrada es ingresada a un filtro analógico en este caso pasabajos con una frecuencia de corte de 360 Hz, posteriormente se realizan las compensaciones necesarias en las corrientes con la finalidad de que estén desfasadas 180° y estén en valores de por unidad, se realiza el cálculo de las raíces del polinomio característico en base al orden con el que se esté tratando.

De tal manera que para el polinomio característico que representa al primer orden se tendrá una raíz, mientras que para el polinomio que representa al quinceavo orden se tendrán 15 raíces, posteriormente con (4.9) se obtienen las componentes frecuenciales que posiblemente se encuentran dentro de la señal como se muestra en la Tabla 4.1 (nótese que las frecuencias vienen pares de signos opuestos).

Tabla 4.8 Frecuencias aparentemente presentes en la señal.

Orden	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	0	73	95	147	150	150	480	404	480	427	60	480	59	63	480
	0	-73	-95	-147	-150	-150	150	-404	355	-427	-60	402	-59	-63	417
	0	0	0	61	60	60	-150	150	-355	319	0	-402	0	0	-417
	0	0	0	-61	-60	-60	60	-150	150	-319	150	323	152	138	353
	0	0	0	0	0	23	-60	60	-150	150	-150	-323	-152	-138	-353
	0	0	0	0	0	-23	22	-60	60	-150	261	243	229	215	289
	0	0	0	0	0	0	-22	22	-60	60	-261	-243	-229	-215	-289
	0	0	0	0	0	0	0	-22	23	-60	350	153	301	281	224
	0	0	0	0	0	0	0	0	-23	23	-350	-153	-301	-281	-224
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-23	437	58	444	480	156
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-437	-58	-444	414	-156
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	373	-414	81
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-373	347	-81
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-347	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Sin embargo, hay señales que de antemano se sabe no se encuentran presentes en la señal esto es debido a que el filtro pasabajos elimina las componentes superiores a la frecuencia de corte, por esta razón en el algoritmo propuesto se eliminan todas las frecuencias superiores a la frecuencia de corte con la finalidad de que no intervengan al momento de realizar la estimación de la señal original, además de acotar el barrido en todos los órdenes y evitar realizar cálculos innecesarios, en la Tabla 4.2 se muestra el cambio que sufre la Tabla 4.1 cuando se eliminan dichas frecuencias .

Tabla 4.9 Frecuencias aparentemente presentes en la señal modificada.

Orden	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	0	73	95	147	150	150	0	0	0	0	60	0	59	63	0
	0	-73	-95	-147	-150	-150	150	0	355	0	-60	0	-59	-63	0
	0	0	0	61	60	60	-150	150	-355	319	0	0	0	0	0
	0	0	0	-61	-60	-60	60	-150	150	-319	150	323	152	138	353
	0	0	0	0	0	23	-60	60	-150	150	-150	-323	-152	-138	-353
	0	0	0	0	0	-23	22	-60	60	-150	261	243	229	215	289
	0	0	0	0	0	0	-22	22	-60	60	-261	-243	-229	-215	-289
	0	0	0	0	0	0	0	-22	23	-60	350	153	301	281	224
	0	0	0	0	0	0	0	0	-23	23	-350	-153	-301	-281	-224
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-23	0	58	0	0	156
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-58	0	0	-156
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	81
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	347	-81
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-347	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

4.3.2 Selección de órdenes a evaluar

Una vez que se han eliminado las frecuencias superiores a la de corte, se contabilizan las frecuencias presentes en cada orden (distintas de cero), a partir del número máximo de frecuencias encontradas se selecciona el orden, por ejemplo si el máximo encontrado fue de 10, solamente se calcularan las amplitudes, ángulos y factor de amortiguamiento del noveno al onceavo orden.

La Tabla 4.3 sirve como ejemplo para observar la selección de los órdenes a evaluar, de la primera a la décima iteración el máximo es de diez por lo cual solo se evaluaran del noveno al onceavo orden, mientras que las dos iteraciones posteriores evaluaran del onceavo al treceavo orden porque el máximo de frecuencias presentes es de 12.

En este caso se puede decir que los órdenes centrales sobre los cuales se realizaran las iteraciones son los que se encuentran el quinceavo orden.

Tabla 4.10 Número de frecuencias distintas a cero presentes en cada orden.

Orden \ Iteración	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	0	2	2	4	4	6	6	6	8	8	8	8	8	10	10
2	0	2	2	4	4	6	6	6	8	8	8	8	8	10	10
3	0	2	2	4	4	6	6	6	8	8	8	8	8	10	10
4	0	2	2	4	4	6	6	6	8	8	8	8	8	10	10
5	0	2	2	4	4	6	6	6	8	8	8	8	8	10	10
6	0	2	2	4	4	6	6	6	8	8	8	8	8	10	10
7	0	2	2	4	4	6	6	6	8	8	8	8	8	10	10
8	0	2	2	4	4	6	6	6	8	8	8	8	8	10	10
9	0	2	2	4	4	6	6	6	8	8	8	8	8	10	10
10	0	2	2	4	4	6	6	6	8	8	8	8	8	10	10
11	0	2	2	4	4	6	6	6	8	8	6	8	8	10	12
12	0	2	2	4	4	6	6	6	8	8	8	8	8	10	12

4.3.3 Estimación de componentes fantasma.

Una vez establecida la banda de barrido se calculan las componentes restantes para la reconstrucción de la señal en 4.1 de manera que en lugar de calcular todas estas componentes para los 15 órdenes, solo se calcularan (4.8, 4.14 y 4.15) para los 3 órdenes pertenecientes a la banda de barrido. En la Tabla 4.4 se muestran las componentes de la señal reconstruida para un décimo orden.

Tabla 4.11 Componentes de señal estimada para un orden.

Orden	Frecuencia	Amplitud	Angulo	Amortiguamiento
10	0	2.42E-13	-0.1210	-1.06E+02
	0	2.42E-13	0.1220	-1.06E+02
	319	2.99E-13	-0.5310	-9.39E+01
	-319	2.99E-13	0.5310	-9.39E+01
	150	0.0694	-1.1055	-4.68E-11
	-150	0.0694	1.1055	-4.68E-11
	60	0.2751	1.8314	9.59E-10
	-60	0.2751	-1.8314	9.59E-10
	23	0.06417	-2.3436	-1.43E-10
	-23	0.06417	2.3436	-1.43E-10

A continuación se calculan las componentes armónicas dominantes estimadas (ADE) las cuales son componentes que no existen realmente en la señal, una manera de distinguirlas es por su alto valor de amortiguamiento, para seleccionar cuales eliminar se divide la amplitud entre el factor de amortiguamiento y para las frecuencias que se arrojen los cocientes resultantes más pequeños se igualaran prácticamente a cero los valores de amplitud, amortiguamiento y ángulo como se muestra en la Tabla 4.5

Tabla 4.12 Componentes de señal estimada para un orden corregido.

Orden	Frecuencia	Amplitud	Angulo	Amortiguamiento
10	0	0.0000	0.0000	0.00E+00
	0	0.0000	0.0000	0.00E+00
	319	0.0000	0.0000	0.00E+00
	-319	0.0000	0.0000	0.00E+00
	150	0.0694	-1.1056	-4.68E-11
	-150	0.0694	1.1056	-4.68E-11
	60	0.2751	1.8314	9.59E-10
	-60	0.2751	-1.8314	9.59E-10
	23	0.0642	-2.3436	-1.43E-10
	-23	0.0642	2.3436	-1.43E-10

De esta manera al momento de reconstruir la señal estas componentes no intervendrán en la estimación y se eliminara parte del error promedio que habrá entre las muestras de la señal original y la obtenida por medio de Prony.

4.3.4 Selección de orden óptimo

Para seleccionar el orden óptimo se utilizan 4.16 y 4.17 y se elegirá el orden que menor error presente, en la figura 4.2 se muestra una comparación entre evaluar todos los ordenes y la propuesta de solo evaluar los 3 ordenes en base al número máximo de frecuencias presentes, de tal manera que uno de los mejores estimados queda dentro de la banda de 3 ordenes.

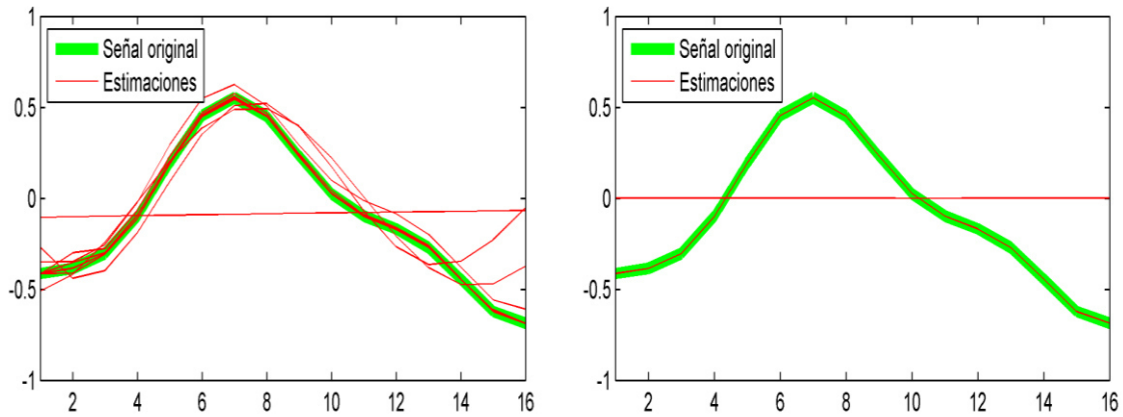


Figura 4.2 Comparación entre evaluación de todos los órdenes y solo 3 órdenes con el algoritmo propuesto.

4.3.5 Fasores

Una vez obtenido el orden óptimo se procede a tomar magnitud y ángulo de la componente fundamental, para este ejemplo el orden óptimo fue el décimo y el fasor asociado con la componente fundamental para este orden es de $0.2751 < 1.8314$, posteriormente este fasor es ingresado al relevador con la finalidad de evaluar las condiciones en las que se encuentra el equipo a proteger (para visualizar estos fasores tanto en la característica del tipo pendiente como en el plano alfa es necesario convertir el fasor a su forma rectangular).

4.4 Ejemplo

Se muestra en la figura 4.3 la estimación de la componente fundamental por medio de Prony para una señal con presencia de componentes de 25 y 150 Hz, frecuencias que los filtros convencionales como el tipo coseno no son capaces de eliminar en su totalidad.

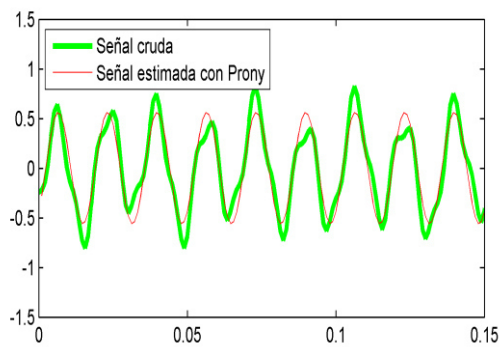


Figura 4.3 Estimación de fasor fundamental con Prony.

4.5 Conclusiones del capítulo.

- La estimación de la componente fundamental por medio del método de Prony es una opción atractiva, ya que no es necesario contar con una ventana de muestreo superior a un ciclo y 16 muestras en este mismo para poder estimar la componente fundamental aun en presencia de componentes subarmónicas e interarmónicas.
- Descartar componentes frecuenciales superiores a la frecuencia de corte del filtro Butterworth, es una alternativa viable con la finalidad de evitar evaluar ordenes innecesarios a la hora de buscar el mejor estimado de la señal y reducir la búsqueda solamente a 3 ordenes.

Capítulo 5

RESULTADOS

5.1 Introducción

En esta sección se evalúa el análisis propuesto en la sección 4.3 (Aplicación de Prony en protecciones) a los casos presentados en las secciones 2.4.1 (Falla interna con resistencia de falla), 2.4.2 (Falla externa con saturación en transformador de corriente) y 3.5 (Operación en falso de la protección diferencial) con la finalidad de compararlo con respecto al filtrado digital convencional. Cabe señalar que el número de muestras para la comparación en estos casos se realizó con 16 muestras por ciclo, los resultados que se muestran son los correspondientes a la fase A.

5.2 Evaluación de Prony en distintos escenarios.

5.2.1 Falla interna con resistencia de falla

Se plantea exactamente el mismo escenario que el propuesto en la sección 2.4.1 el cual es condición crítica a evaluar debido a que la protección diferencial en si debe de ser muy susceptible a los incrementos de corriente por mínimos que sean ya que estos pueden ser causados por fallas internas en el transformador de potencia o fallas que presentan resistencia en el punto de origen. En la figura 5.1 se muestra una comparación entre la señal posterior al filtro Butterworth y la estimación de la componente fundamental por medio del método de Prony, se puede apreciar el error que se presenta en la estimación del fasor fundamental cuando la ventana de muestreo contiene tanto datos como de prefalla como de falla aproximadamente entre el instante que va desde 0.23-0.25, este error se presenta en todo tipo de filtrado digital incluido el convencional filtro coseno, por lo tanto la decisión de disparo durante la transición del periodo de prefalla a falla es bloqueada.

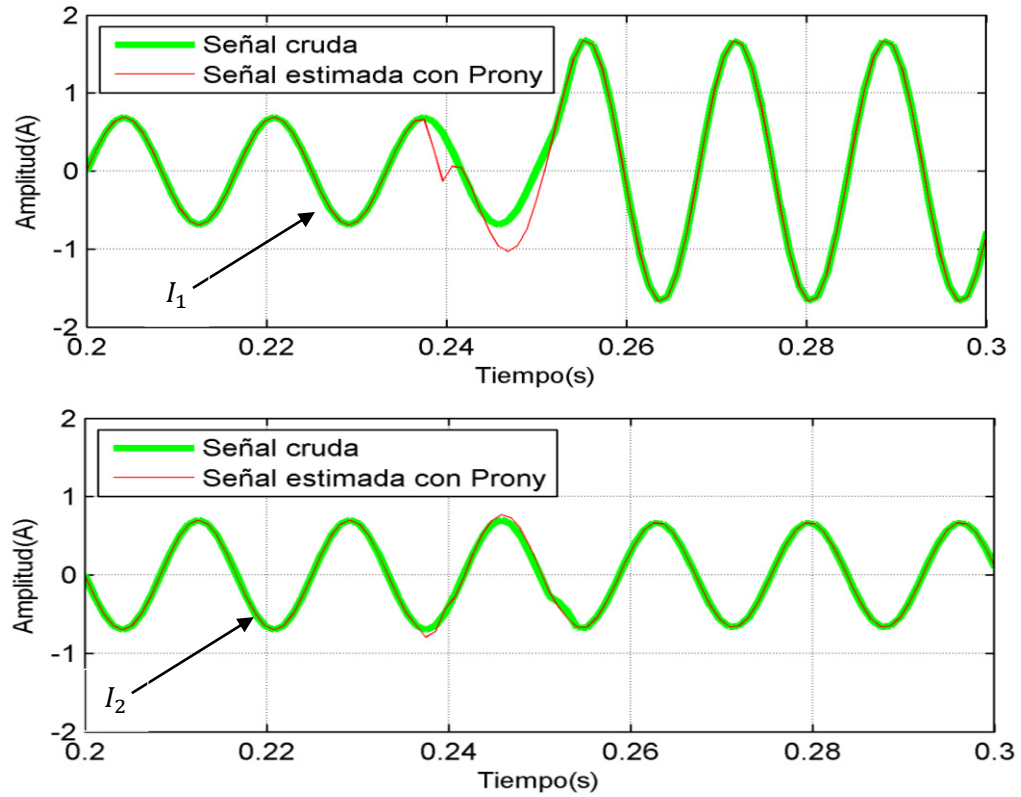


Figura 5.1 Filtrado de la señal por medio de Prony durante falla interna con resistencia.

La estimación de la componente fundamental para este caso es muy certera de manera que al analizar el evento en la característica del tipo pendiente (figura 5.2) se obtiene un resultado muy similar al obtenido con el filtro coseno.

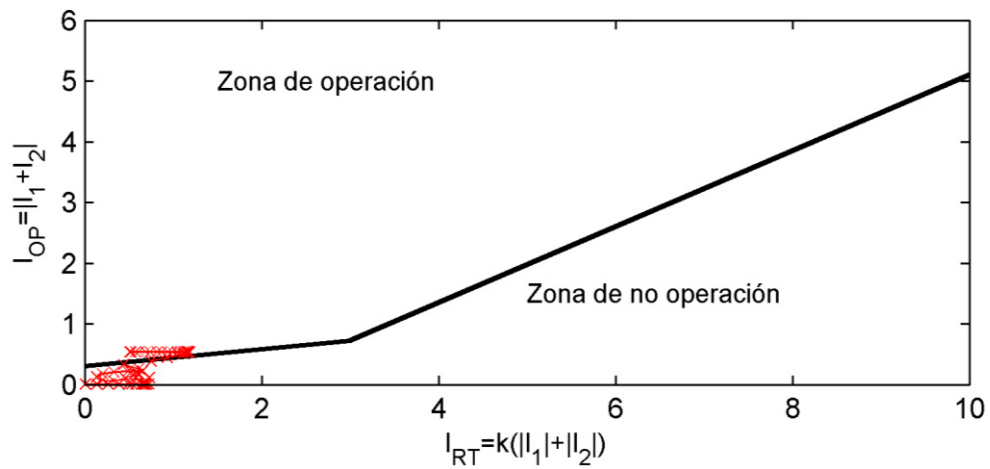


Figura 5.2 Comportamiento del evento en fase A en característica pendiente para falla interna con resistencia, procesado con Prony

En la figura 5.3 se muestra el evento en el plano alfa-beta y al igual que la estimación con el filtro coseno al tener una diferencia muy pequeña entre las magnitudes de la corriente I_1 e I_2 para el plano alfa-beta no hay una variación significativa que requiera la operación de la protección diferencial (la protección diferencial basa su criterio de disparo en la característica de tipo pendiente).

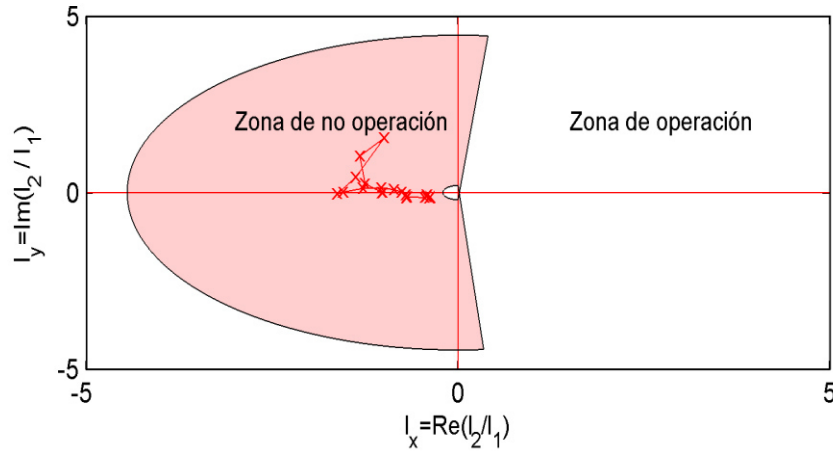


Figura 5.3 Comportamiento del evento en fase A en plano alfa-beta para falla interna con resistencia, procesado con Prony.

5.2.2 Falla externa con saturación de transformador de corriente

Se plantea exactamente el mismo escenario que el propuesto en la sección 2.4.2 el cual es una condición crítica a evaluar en el esquema diferencial ya que la pérdida de información que se presenta durante la saturación de los transformadores de corriente puede ocasionar un disparo cuando se trata realmente de una falla externa.

En la figura 5.4 se muestra la comparación entre la señal de salida del filtro Butterworth y el fasor fundamental estimado por medio de Prony, el cual da una estimación muy acertada además de que al igual que Coseno es capaz de eliminar la componente aperiódica exponencial decreciente conocida como componente dc de la señal.

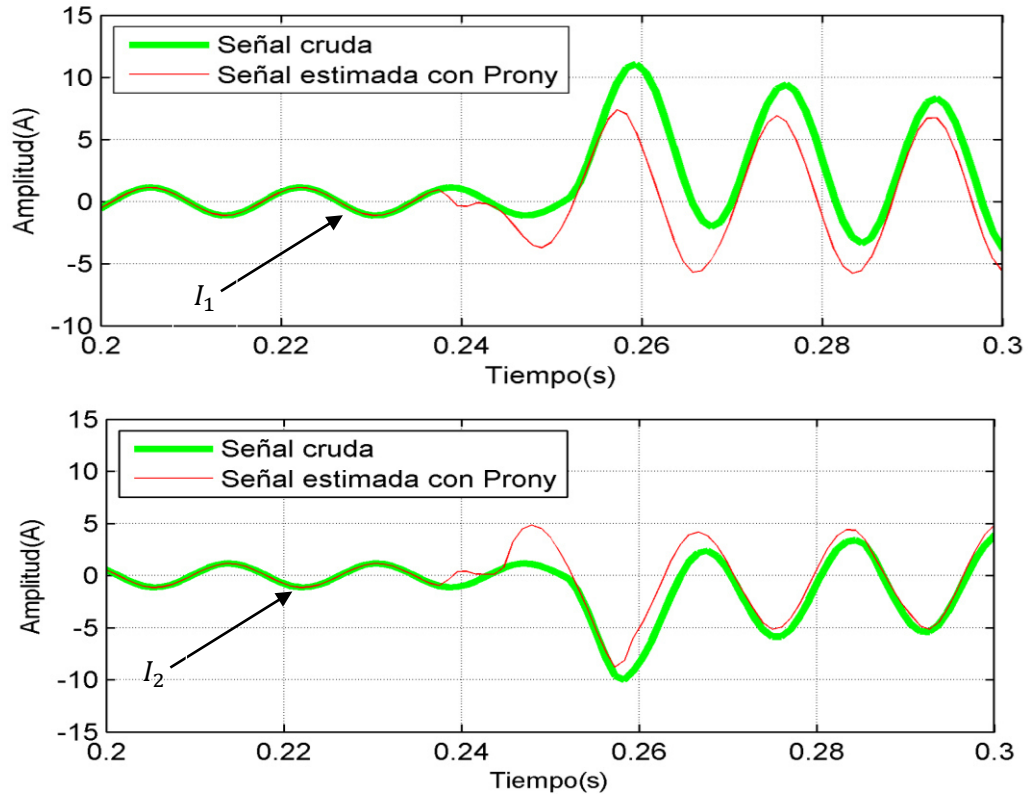


Figura 5.4 Filtrado de la señal por medio de Prony durante falla externa con presencia de saturación en el transformador de corriente.

En la figura 5.5 se aprecia el comportamiento de las corrientes de operación y retención dentro de la característica del tipo pendiente y de manera correcta al igual que con Coseno la discriminación de la zona de la falla es la correcta de manera que la protección no opera.

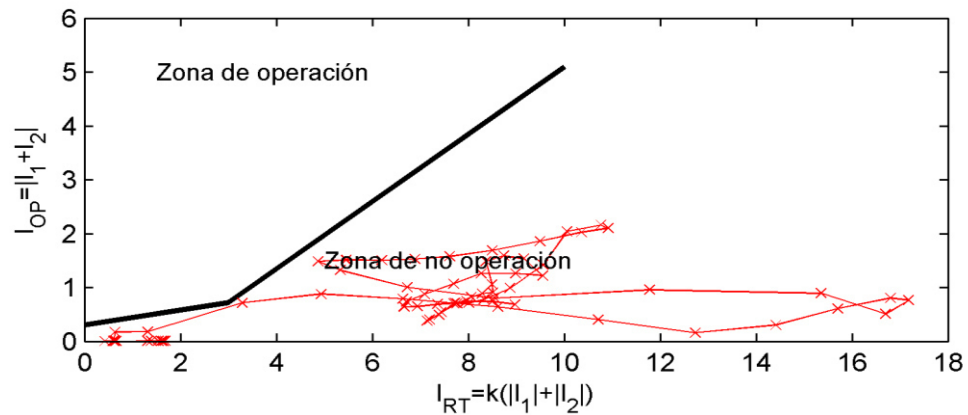


Figura 5.5 Comportamiento del evento en fase A en característica pendiente para falla externa con presencia de saturación en transformador de corriente, procesado con Prony.

En la figura 5.6 se muestra el plano alfa-beta y al igual que con el filtro coseno la dinámica que se presenta queda contenida dentro de la zona de no operación.

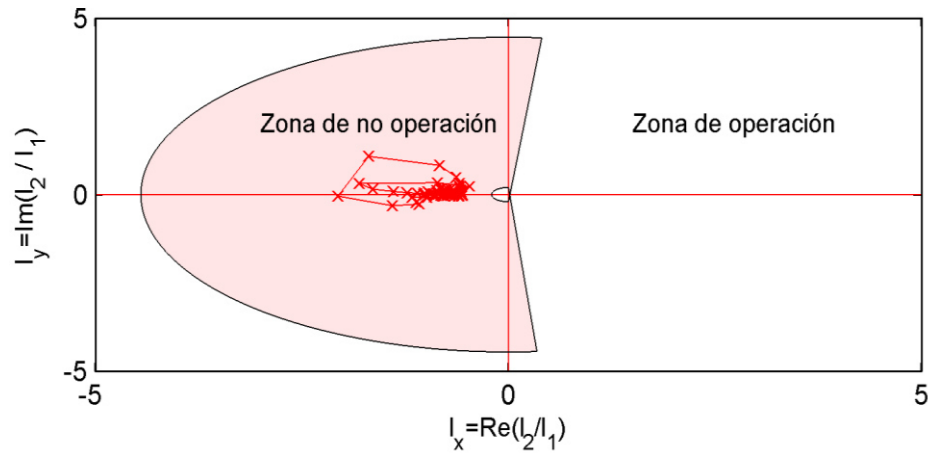


Figura 5.6 Comportamiento del evento en fase A en plano alfa-beta para falla externa con presencia de saturación en transformador de corriente, procesado con Prony.

De esta manera puede determinarse que el filtrado de la señal por medio de Prony para la evaluación de la protección diferencial es igual de eficiente que Coseno para casos convencionales, a continuación se muestran casos en los cuales la protección diferencial opera en falso debido a un mal filtrado de señales que contienen en su espectro componentes interarmónicas y/o subarmónicas.

5.2.3 Operación de protección diferencial en sistemas modernos con Prony como filtro digital (Caso 1).

Como se presenta en la sección 3.5 el filtrado de la señal erróneo por parte de Coseno da como resultado la operación en falso del relevador, de manera que se evalúa el mismo escenario pero ahora se realiza el filtrado digital por medio de Prony, la figura 5.7 muestra que al realizar la estimación de la componente fundamental por medio de Prony, esta no presenta el error que se presenta con Coseno (figura 3.5).

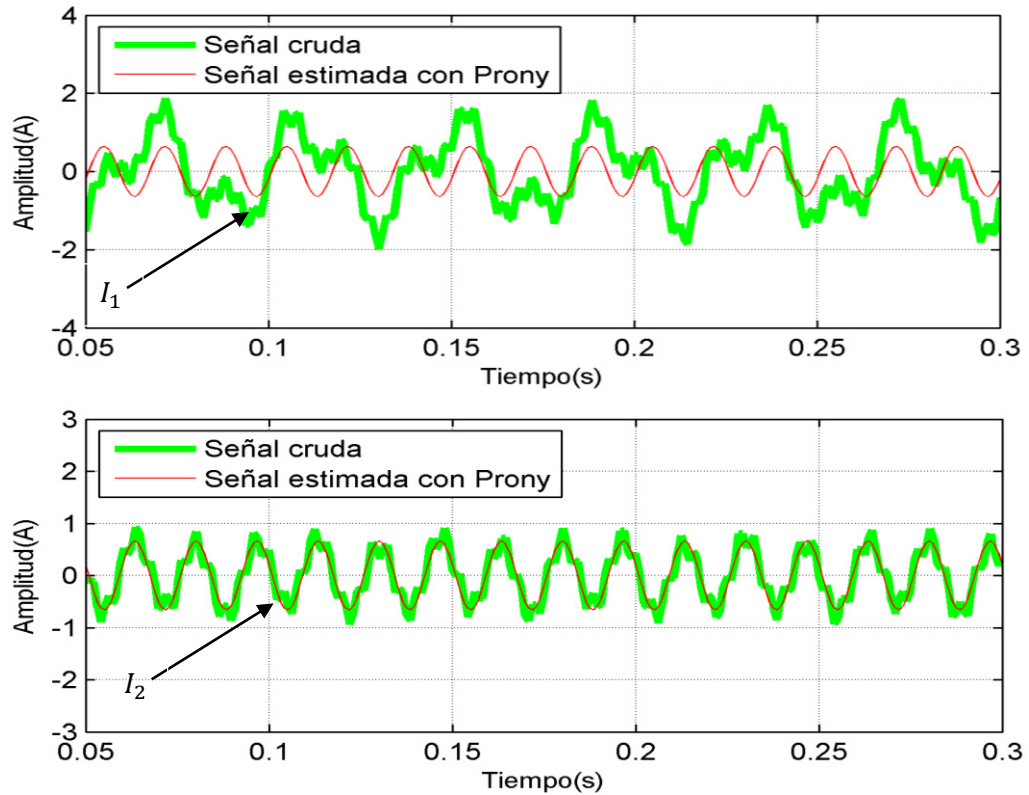
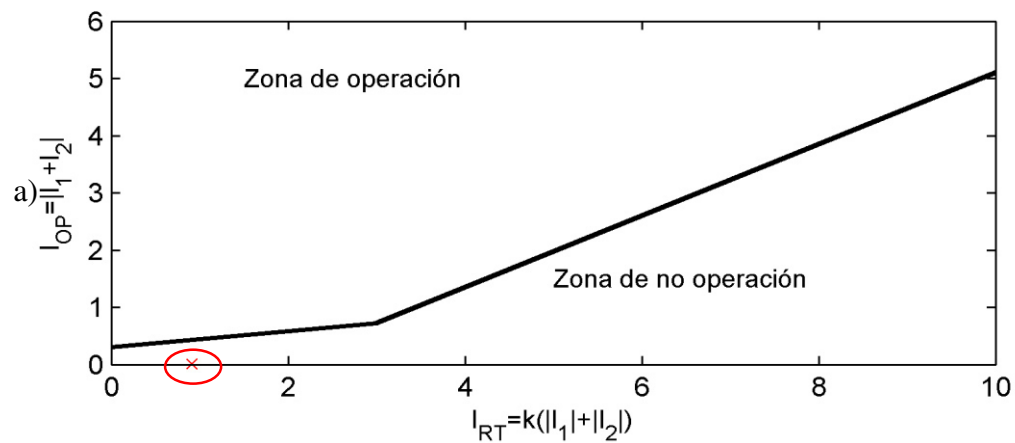


Figura 5.7 Filtrado de la señal por medio de Prony en presencia de componentes subarmónicas e interarmónicas.

Ahora la figura 5.8 muestra que para ambos planos la protección diferencial no se ve afectada y cumple con su criterio de evaluar correctamente el escenario que se presenta al solo tener el fasor de la componente fundamental correctamente estimada.



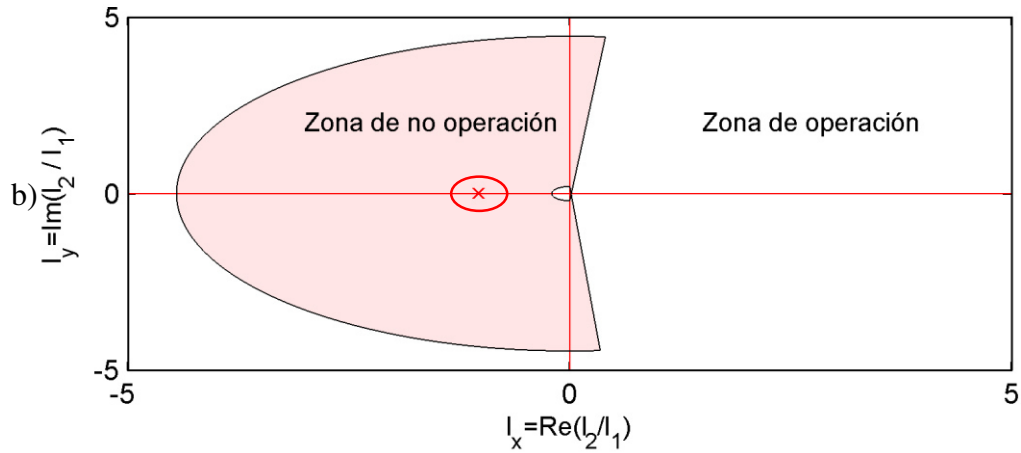
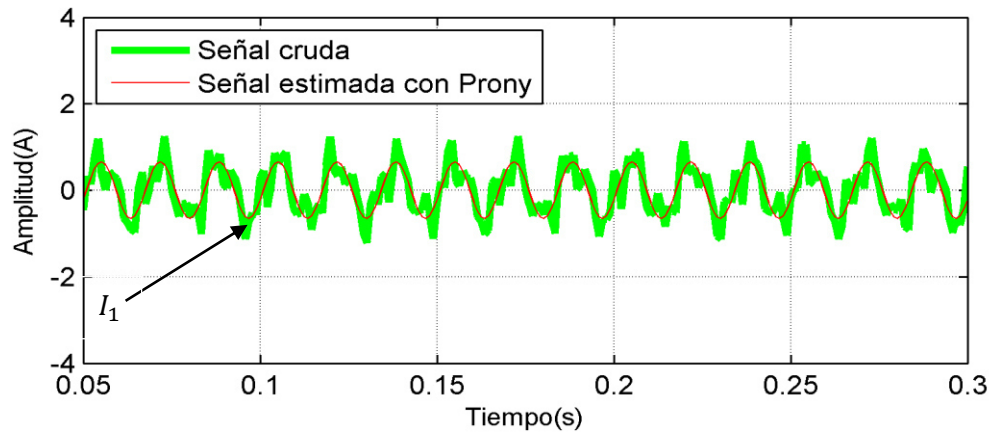


Figura 5.8 a) Comportamiento del evento en fase A en característica pendiente para falla externa con presencia de saturación en transformador de corriente, procesado con Prony. b) Comportamiento del evento en fase A en plano alfa-beta para falla externa con presencia de saturación en transformador de corriente, procesado con Prony.

5.2.4 Operación de protección diferencial en sistemas modernos con Prony como filtro digital (Caso 2).

Se presenta el mismo caso que en la sección 3.6.2 obteniendo una mejora considerable en la estimación de la componente fundamental de manera que se obtiene mayor estabilidad dentro de las características, así como un error prácticamente nulo.



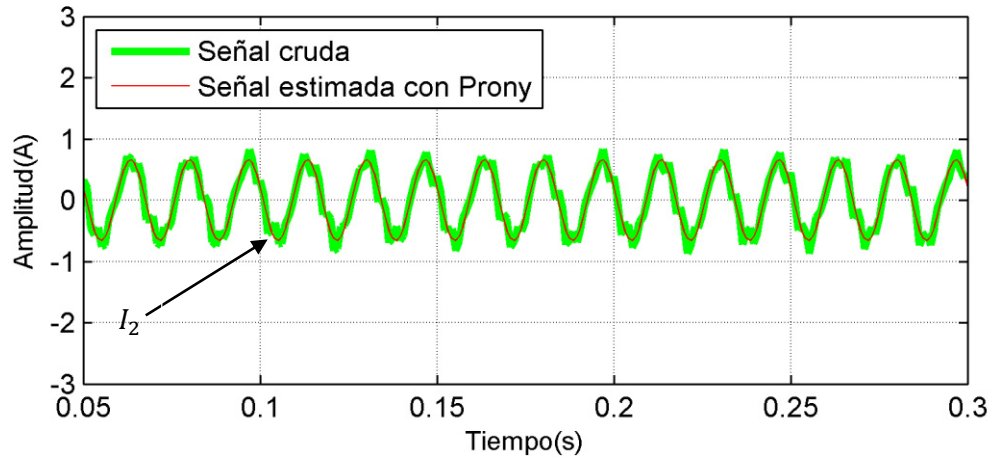


Figura 5.9 Filtrado de la señal por medio de Prony en presencia de componentes interarmónicas.

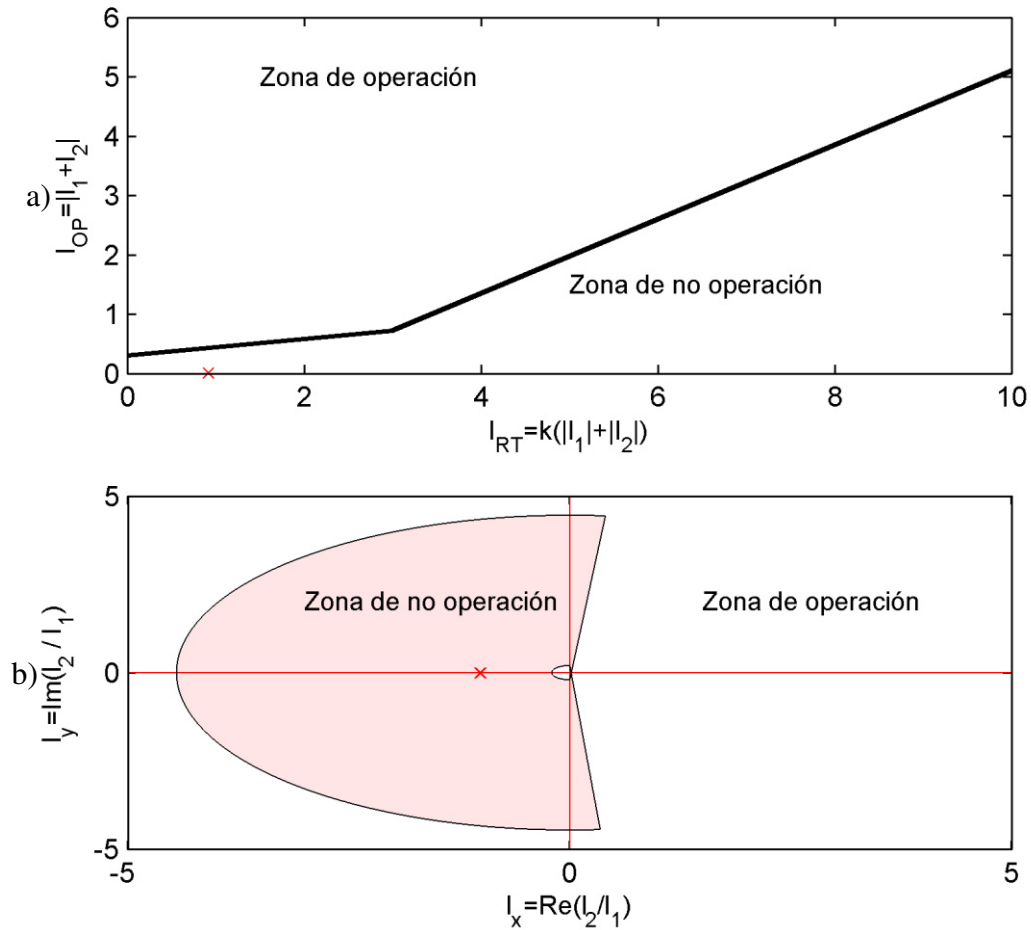


Figura 5.10 a) Comportamiento del evento en fase A en característica pendiente para falla externa con presencia de saturación en transformador de corriente, procesado con Prony. b) Comportamiento del evento en fase A en plano alfa-beta para falla externa con presencia de saturación en transformador de corriente, procesado con Prony.

5.2.5 Operación de protección diferencial en sistemas modernos con Prony como filtro digital (Caso 3).

Bajo las mismas condiciones mostradas en la sección 3.6.3 se filtra la señal pero en esta ocasión por medio de Prony de manera que el error en la estimación se reduce considerablemente (figura 5.11).

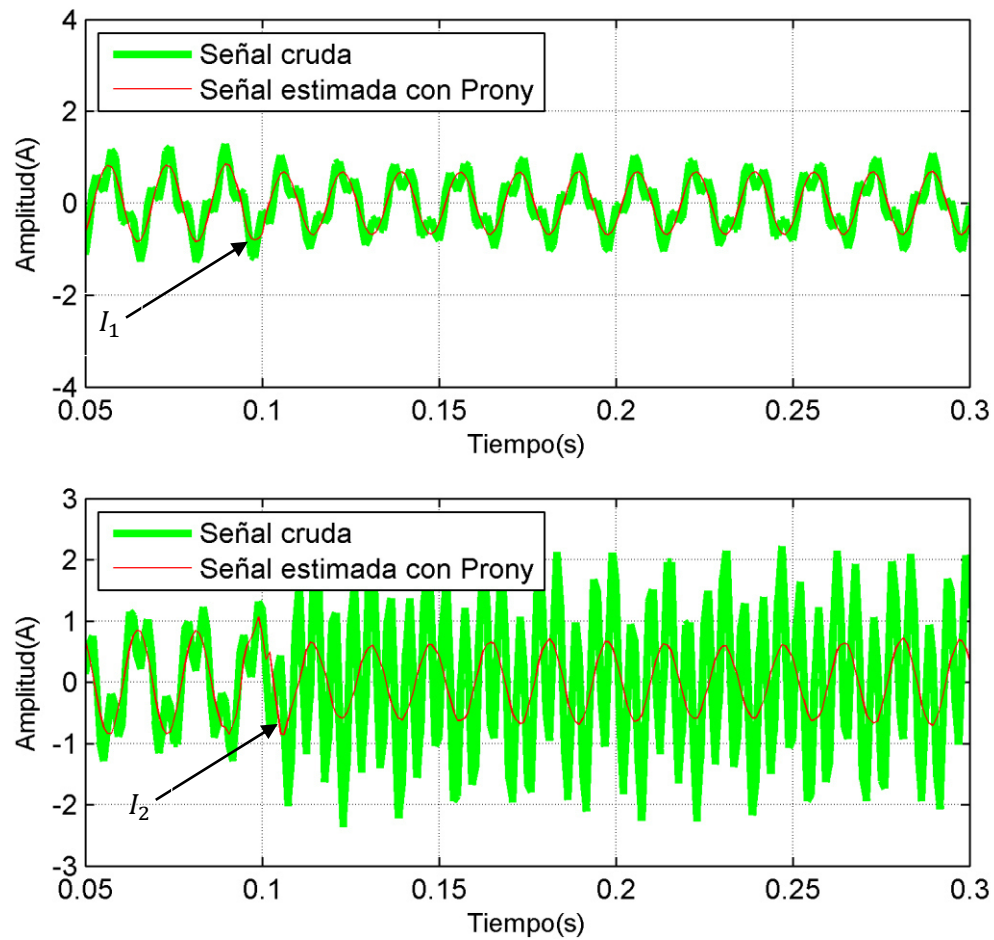


Figura 5.11 Filtrado de la señal por medio de Prony en presencia de resonancia en interarmónico.

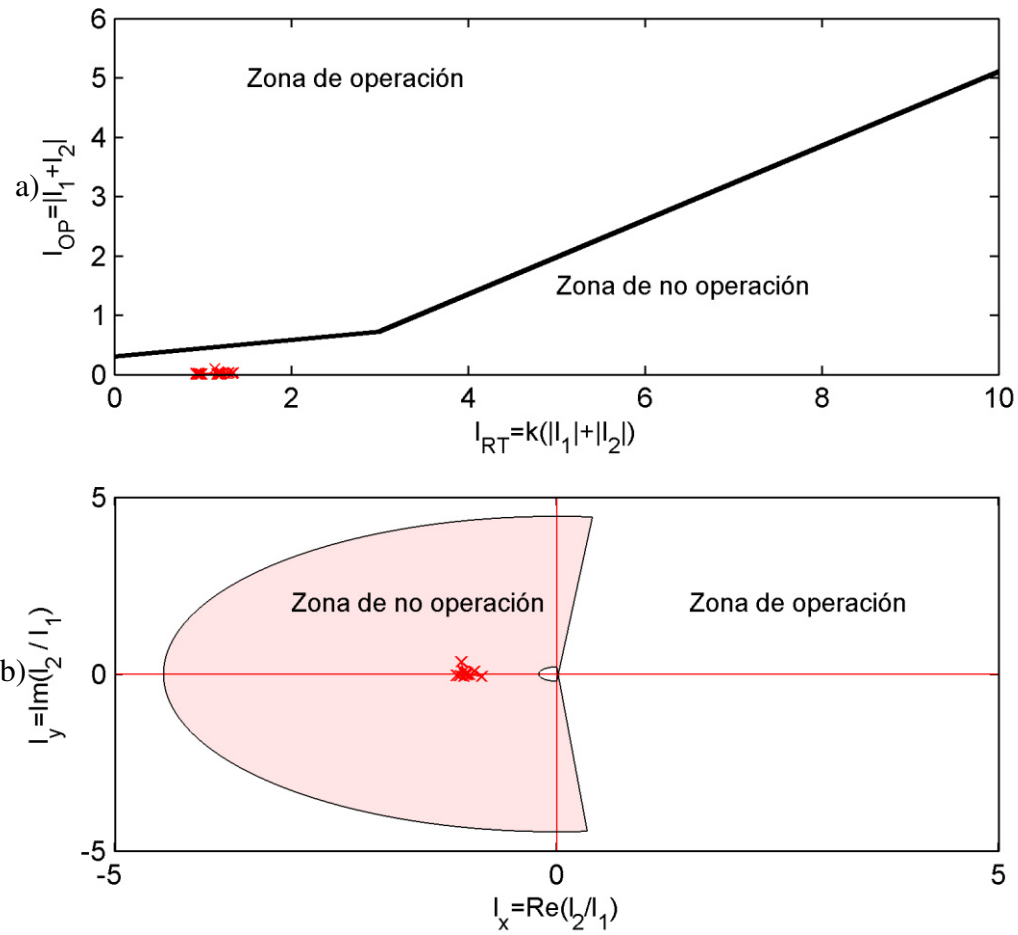


Figura 5.12 a) Comportamiento del evento en fase A en característica pendiente en presencia de resonancia interarmónica, procesado con Prony b) Comportamiento del evento en fase A en plano alfa-beta en presencia de resonancia interarmónica, procesado con Prony.

5.2.6 Operación de protección diferencial en sistemas modernos con Prony como filtro digital (Caso 4).

Se analiza el mismo caso que en la sección 3.6.5 y se muestran los resultados obtenidos en las figuras 5.13 y 5.14, demostrando que Prony es capaz de extraer la componente fundamental a diferencia del filtro coseno.

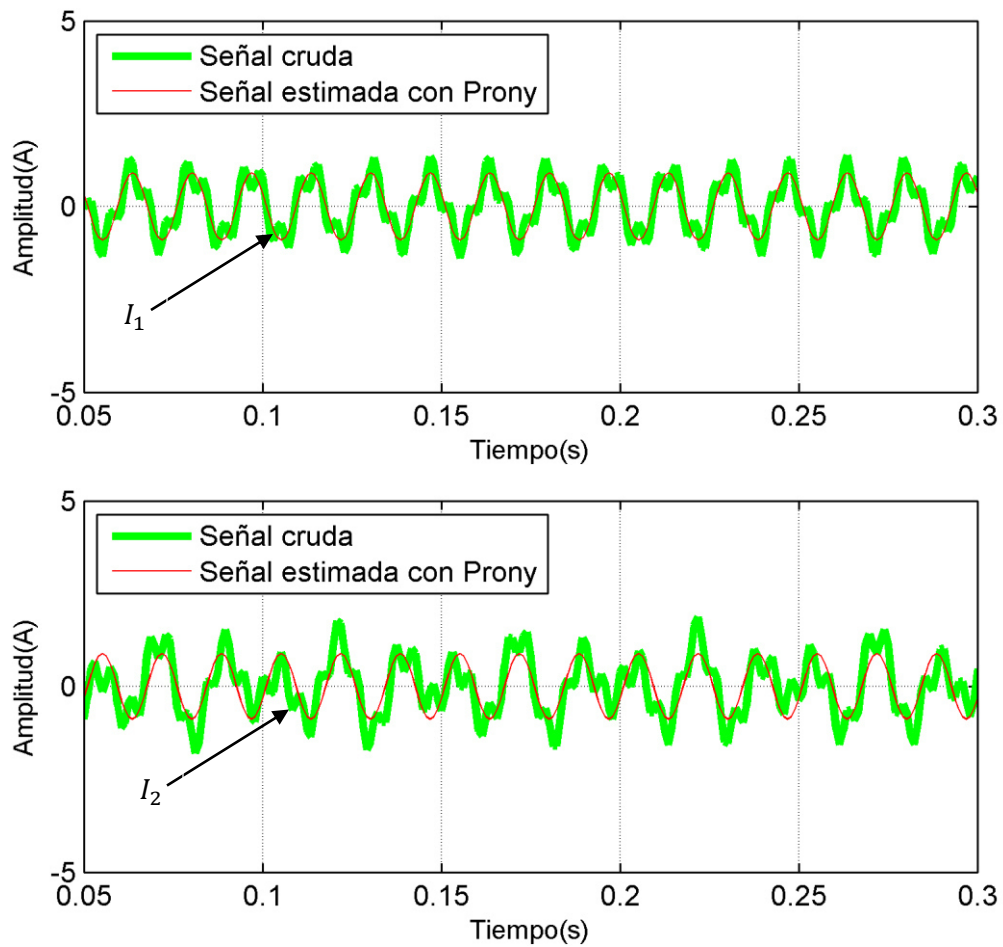


Figura 5.13 Filtrado de la señal por medio de Prony (3.6.5).

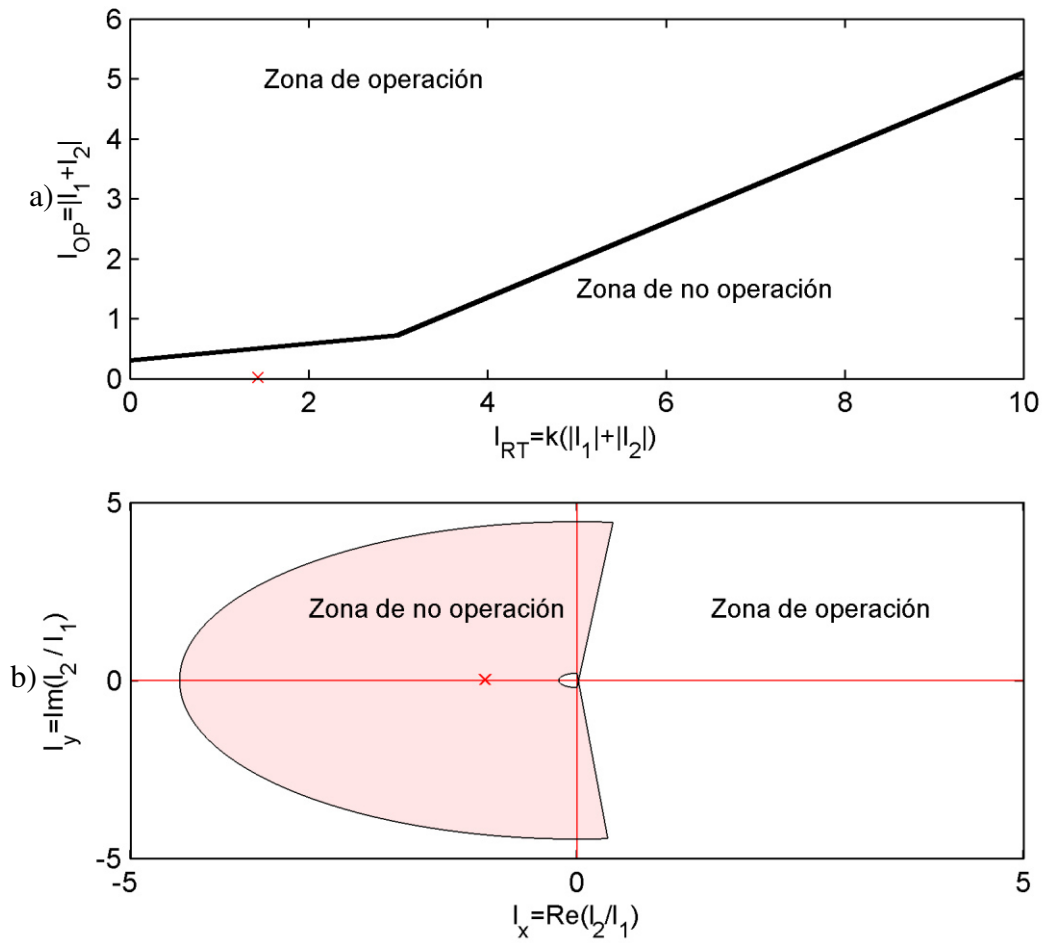


Figura 5.14 a) Comportamiento del evento en fase A en característica pendiente, procesado con Prony b) Comportamiento del evento en fase A en plano alfa-beta, procesado con Prony.

5.2.7 Aumento en número de muestras.

Se presenta el mismo escenario que en la sección 5.2.2 con la diferencia que ahora se tienen 64 muestras por ciclo sin obtener ninguna ventaja con respecto a las 16 muestras por ciclo.

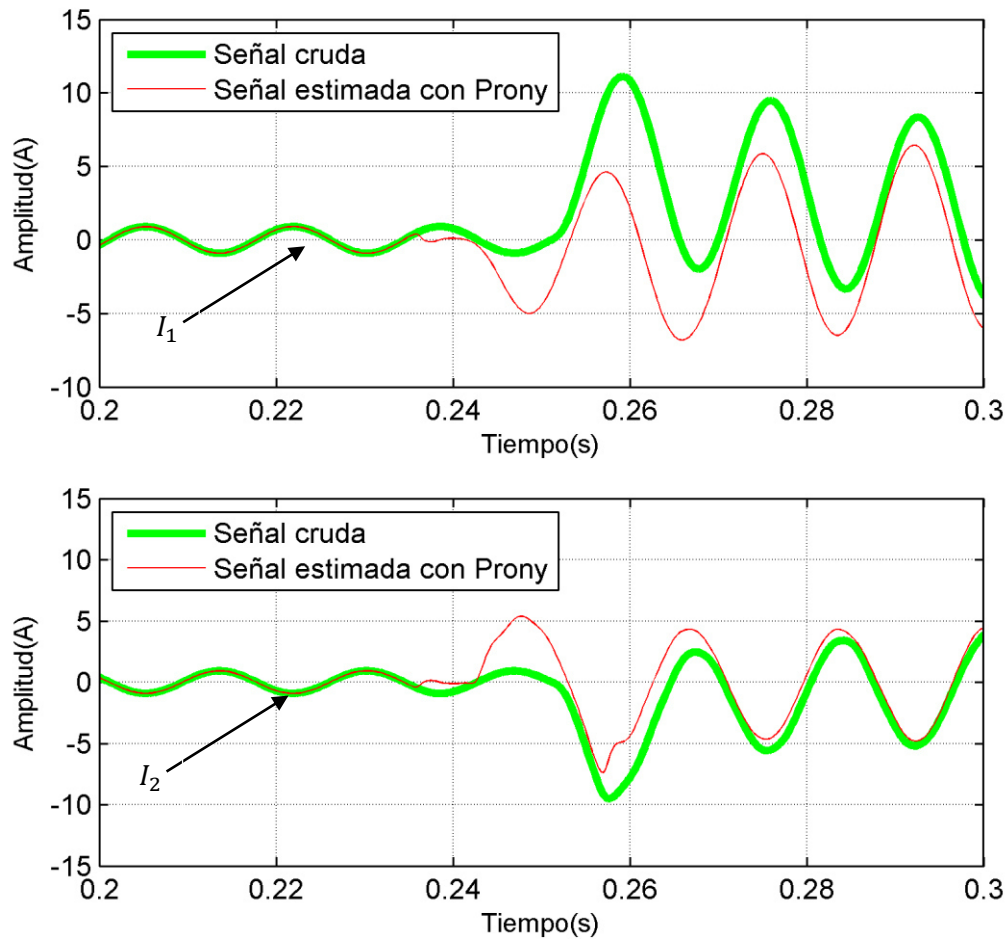


Figura 5.15 Filtrado de la señal por medio de Prony (64 muestras) durante falla externa con presencia de saturación en el transformador de corriente.

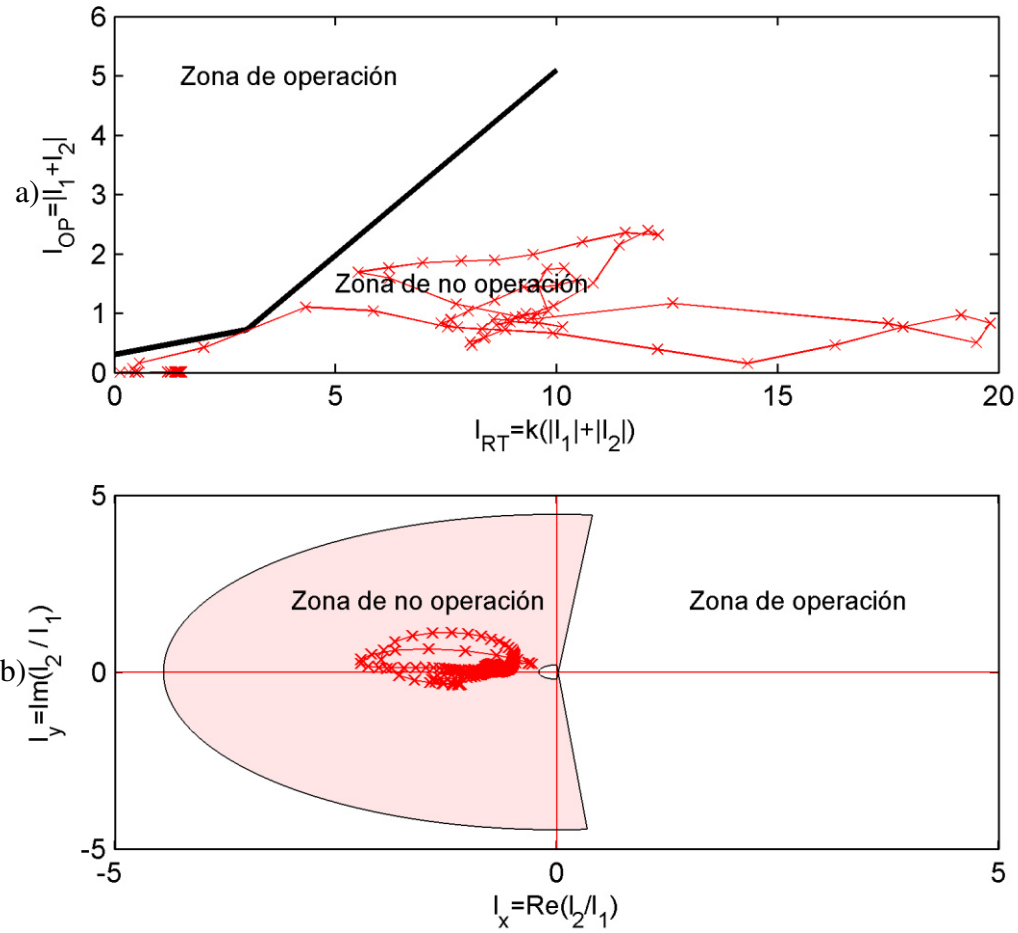


Figura 5.16 a) Filtrado de la señal por medio de Prony durante falla externa con presencia de saturación en el transformador de corriente. b) Comportamiento del evento en fase A en plano alfa-beta para falla externa con presencia de saturación en transformador de corriente, procesado con Prony.

5.3 Conclusiones del capítulo.

- El aumentar el número de muestras para la implementación de Prony tiene un efecto prácticamente nulo debido a que no se tendrá señales superiores a la frecuencia de corte del filtro Butterworth.
- A pesar de realizar la estimación correcta un caso crítico a evaluar inclusive con Prony es la presencia de saturación en el transformador de corriente, ya que la pérdida de información que se tiene influye de manera drástica en la estimación de la componente fundamental.

Capítulo 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Introducción

En este capítulo se presentan las conclusiones obtenidas de la investigación, los aportes del presente trabajo, así como recomendaciones para trabajos futuros en las líneas de investigación que deriven de este.

6.2 Conclusiones

- La operación en falso de la protección diferencial puede ocasionarse debido a la presencia de componentes interarmónicas y subarmónicas en el espectro de la señal, generalmente cuando se tiene mayor penetración en una de las corrientes ya sea I_1 o I_2 , en caso de que las corrientes sean casi simétricas los mismos errores de filtrado se presentarían en ambas corrientes y estos errores tenderían a eliminarse entre sí al momento de calcular las corrientes de operación y de retención.
- El efecto de resonancia para alguna componente en el espectro puede presentarse en cualquier componente, esto es debido a que el sistema eléctrico se encuentra en cambio constante de manera que su impedancia se encuentra cambiando a la par que el punto de resonancia se traslada a otra componente en el espectro frecuencial.
- No es necesario realizar un barrido entre todos los órdenes que se estén evaluando con el método de Prony, se puede ahorrar tiempo de procesamiento aplicando la dinámica que se presenta en la sección 4.3 de esta tesis, de manera que con solo una ventana de 3 ordenes se pueden obtener resultados certeros a la vez que se adapta muestreo tras muestreo a las nuevas condiciones que se presenten.

- El plano alfa-beta es una herramienta poderosa a la hora de la caracterización de los eventos que pueden presentarse, ya que este considera toda la información disponible del fasor y es capaz de discriminar escenarios que comprometen el correcto desempeño de la protección diferencial como lo es la saturación de los transformadores de corriente.
- Para los casos a analizar en este trabajo el proceso de filtrado se realizó con éxito con solo 16 muestras por ciclo, teniendo resultados satisfactorios. Debido que al tener la presencia del filtro Butterworth la componente de mayor frecuencia que se puede encontrar es de 360 Hz, mientras que con el muestreo mencionado anteriormente es posible observar componentes frecuenciales hasta los 960 Hz.

6.3 Aportaciones de la investigación

- Dinámica que permite a Prony autoajustar una ventana de 3 órdenes muestreo tras muestreo de los cuales se toma el fasor fundamental del que presente menor error en la estimación.
- Caracterización del fenómeno de resonancia en algún punto del espectro frecuencial en presencia del filtro mono-sintonizado.
- En el capítulo 5 se demuestra que el filtrado de la señal por medio de Prony actúa de manera eficiente en escenarios como lo son la falla interna con alta resistencia, falla externa con saturación del transformador de corriente e incluso operación en falso en presencia de componentes interarmónicas y/o subarmónicas.
- Implementación de esquema diferencial en SIMULINK ® para un conjunto transformador de potencia y bus.
- Comparación de comportamiento de eventos en características de tipo pendiente y plano alfa-beta.

6.4 Recomendaciones para trabajos futuros

- Evaluación de eventos de la protección diferencial por medio del plano alfa-beta debido a su aprovechamiento eficiente de la información.
- Implementar esquema diferencial en herramienta computacional (*Labview*[®]) con la finalidad de evaluar eventos.
- Modelado y caracterización de aerogenerador para distintos escenarios que puedan presentarse de manera que los resultados obtenidos sean más certeros.

REFERENCIAS

- [I.1] Gerhard Ziegler. Numerical Differential Protection Principles and Applications. Germany, 01 December 2004.
- [I.2] Ashesh Mukeshbhai Shah¹ / Bhavesh Bhalja². A New Adaptive Differential Protection Scheme for Tap Changing Power Transformer. International Journal of Emerging Electric Power Systems. Volume 16, Issue 4, Pages 339-348, June 2015.
- [I.3] Nicholaes Villamagna and Peter A. Crossley. A CT Saturation Algorithm Using Symmetrical Components for Current Differential Protection IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 21, NO.1 1, January 2006.
- [I.4] Nilesh Chothani and Bhavesh Bhalja. A New Differential Protection Scheme for Busbar Considering CT Saturation Effect. IEEE Electrical and Computer Engineering (CCECE), 24th Canadian Conference 2011.
- [I.5] Yongbin Zhao and Yuping Lu. The Theory of CT Saturation Detection Base on Virtual Impedance in Bus-bar Differential Protection IEEE Power India Conference, 2006.
- [I.6] K.M. El-Naggar, M.i Gilany. A discrete dynamic filter for detecting and compensating CT saturation, Electric Power Systems Research Volume 77, Issues 5-6, Pages 527-533, April 2007.
- [I.7] Imran A.Rizvi and Gerry Reeser. Using Symmetrical Components For Internal External Fault Discrimination in Differential Protection Schemes. IEEE Protective Relay Engineers, 66th Annual Conference, 2013.
- [I.8] Nikooferk, I.; Sarlak, M.; Shahrtash, S.M. Detection and Classification of High Impedance Faults in Power Distribution Networks Using ART Neural Networks. IEEE Electrical Engineering (ICEE) 21st Iranian Conference, 2013.
- [I.9] F.Namdari, S Jamali, P.A. Crossley Power differential biased wide area protection. Electric Power Systems Research, Volume 77, Issue 12, Pages 1541-1551, October 2007.
- [I.10] Hui Wang. A new method to eliminate DG's negative effects on the existing distribution network protection 20th International Conference on Electricity Distribution, June 2009.
- [II.1] C. Russell Mason. The Art and Science of Protective Relaying.
- [II.2] B. VAHIDI, E. ESMAEELI. MATLAB-SIMULINK-Based Simulation for Digital Differential Relay Protection of Power Transformer for Educational Purpose. Wiley Periodicals, Inc. 2010
- [II.3] Adel Aktaibi and M. Azizur Rahman. Digital Differential Protection of Power Transformer Using Matlab. MATLAB- A fundamental Tool for Scientific Computing and Engineering Applications-Volume . Intech 2012.
- [III.1] Maryam Bahramipanah, Saeed Afsharnia, Zagros Shahooei. A SURVEY OF THE EFFECT OF DIFFERENT KINDS OF WIND TURBINES ON POWER SYSTEM STABILITY. Proceedings of the 1st International and Renewable Energy Conference (INREC10), Amman, Jordan, March 21-24, 2010.

- [III.2] Fault Current Contributions from Wind Plants. Transmission & Distribution Committee, Electric Machinery Committee, Power System Relaying Committee of the IEEE Power and Energy Society.
- [III.3] L. A. Trujillo G, MITIGACIÓN DEL ERROR DE IMPEDANCIA EN RELEVADORES DE DISTANCIA ANTE LA MODERNIZACIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA. UANL, 2012.
- [III.4] Comisión Federal de Electricidad. Reglas Generales de Interconexión al Sistema Electrico Nacional.
- [III.5] Tan Chee Wei, Abd Halim Mohd Yatim. Smarth Grid Tchnology: Communications, Power Electronics and Control System. International Conference on Sustainable Energy Engineering and Application, 2015.
- [III.6] M. Hashmi, S. Hänninen and K.Mäki. Survey of Smarth Grid Concepts, Architectures and Technological Demonstrations Worldwide, IEEE, 2011.
- [III.7] Hamed Dashti and Majid Sanaye-Pasand. Power Transformer Protection Using a Multiregion Adaptive Differential Relay.IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY. VOL. 29, APRIL 2014.
- [III.8] Yusuf Yasa, Yilmaz Sozer, Erkan Mese. Harmonic Analysis of Doubly Fed Induction Generator based Utility Interactive Wind Turbine Systems during Fault Conditions. IEEE 2013.
- [III.9] Harmonics and Resonance Issues in Wind Power Plants.IEEE PES Wind Plant Collector System Desing Working Group.
- [IV.1] Li Qi, Lewei Qian, Stehohen Woodruff and David Cartes. Prony Analysis for Power System Transient Harmonics. EURASIP Journal on Advances in Signal Processing. Volume 2007, Article ID 48406,